

УДК 620.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЖИГАНИЯ ТОПЛИВА В ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ КАМЕРЕ СГОРАНИЯ ГТУ, ИМЕЮЩЕЙ КОНТАКТНЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК ДЛЯ ПОДОГРЕВА ПОДПИТОЧНОЙ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

© 2020 г. Е. Л. Степанова¹, *, П. В. Жарков¹¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

*e-mail: step@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 17.01.2020 г.

После доработки 25.02.2020 г.

Принята к публикации 27.02.2020 г.

В работе выполнено исследование энергетической и экономической эффективности двух теплофикационных газотурбинных установок, технологические схемы которых включают одну и две камеры сгорания топлива, соответственно. Обе установки оснащены контактными теплообменниками для подогрева подпиточной сетевой воды. Разработаны математические модели конструкторско-поверочного расчета газотурбинных установок, которые позволяют проводить один конструкторский и несколько поверочных расчетов в режимах с различными температурами наружного воздуха. Модели были созданы с помощью разработанного в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН программно-вычислительного комплекса Система машинного построения программ. Проведены оптимизационные расчеты режимов работы газотурбинных установок по критерию минимума цены электроэнергии. Исследования были выполнены при одинаковых климатических условиях работы, температурных графиков тепловой сети, диапазонах электрических мощностей. Полученные результаты позволили сделать вывод о том, что при работе данных теплофикационных газотурбинных установок при одинаковых климатических условиях, электрических нагрузках и необходимости обеспечения потребителей тепловой нагрузкой определенного уровня, применение дожигания топлива во второй камере сгорания оправданно с точки зрения экономической и энергетической эффективности.

Ключевые слова: газотурбинные установки, математическое моделирование энергоустановок, оптимизационные расчеты режимов работы энергоустановок, утилизация тепла дымовых газов, энергетическая и экономическая эффективность

DOI: 10.31857/S0002331020020120

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большое количество строящихся и реконструируемых энергоблоков в мире, в том числе и России, содержат в своем составе газотурбинные установки (ГТУ). Относительно традиционных паросиловых установок, ГТУ имеют основные преимущества в виде высокой маневренности и, как правило, меньшей удельной стоимости. Следует отметить, что наибольшую энергетическую и экономическую эффективность возможно достичь при работе ГТУ в режиме когенерации, а также с помощью использования технологий утилизации тепла уходящих газов [1–4]. ГТУ мощностью до 60 МВт не теряют на сегодняшний день своей актуальности для энергетической отрасли промышленности. Наиболее простую компоновку имеют одновальные ГТУ с одной камерой сгорания [5]. В определенных случаях в целях стабилизации

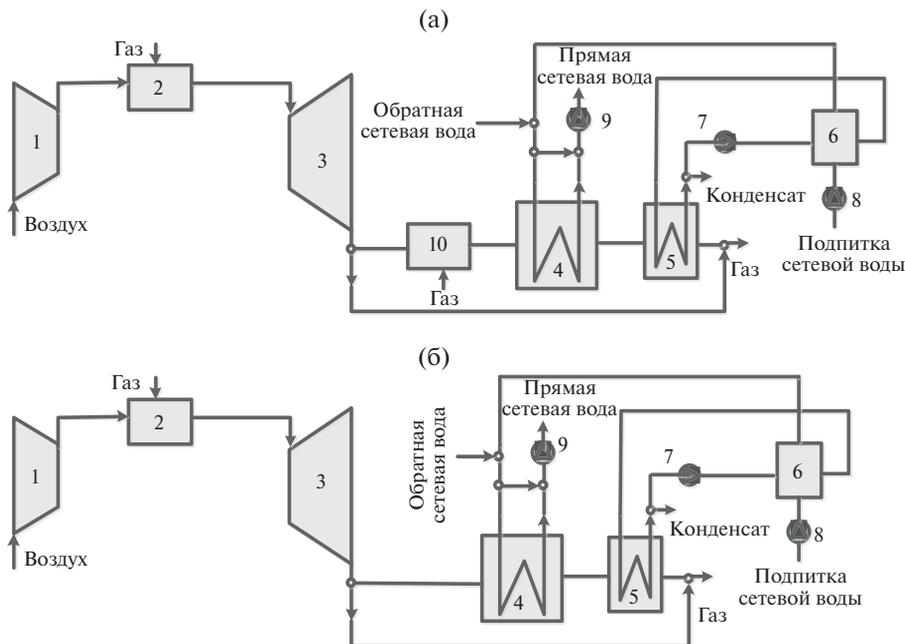


Рис. 1. Принципиальные технологические схемы теплофикационных ГТУ. Схемы (а), (б): 1 – воздушный компрессор; 2 – камера сгорания топлива; 3 – газовая турбина; 4 – котел-утилизатор; 5 – контактный теплообменник; 6 – водоводяной подогреватель; 7-9 – насосы. Схема (а): 10 – дополнительная камера сгорания топлива.

параметров рабочего тела (например, сетевой воды), а также увеличения тепловой мощности ГТУ возможно применение дожигание топлива в среде выходных газов перед входом в котел-утилизатор. В этом случае важно комплексно оценить целесообразность применения той или иной технологической схемы установки, с учетом ее энергетической и экономической эффективности. Провести оценку вариантов технологических схем ГТУ, их оптимальных конструктивных характеристик, тепловых и электрических нагрузок в различных режимах, эффект от внедрения технологий утилизации теплоты уходящих газов можно с помощью математического моделирования и оптимизации. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН разработан программно-вычислительный комплекс Система машинного построения программ (СМПП), который позволяет создавать математические модели и проводить конструкторские и поверочные расчеты энергоустановок [6]. Для решения поставленной задачи были разработаны схемы двух теплофикационных ГТУ. Принципиальные технологические схемы (рис. 1) включают в себя воздушный компрессор, газовую турбину, котел-утилизатор, контактный теплообменник, водоводяной подогреватель и насосные установки. Отличие схем заключается в следующем: первая – имеет одну камеру сгорания топлива, вторая – две камеры сгорания. Схемы не имеют пикового источника тепла, регулирование тепловой нагрузки ГТУ осуществляется за счет байпасирования части расхода уходящих газов помимо котла-утилизатора и контактного теплообменника.

Созданы математические модели конструкторско-поверочного расчета обеих теплофикационных ГТУ. Разработка велась на основе моделей конструкторского расчета, позволяющих определить геометрические размеры теплообменников, номиналь-



Рис. 2. Блок-схема расчета теплофикационной ГТУ.

ные расходы, давления газа на входе и выходе из газовой турбины и моделей поверочных расчетов, которые при полученных конструктивных характеристиках определяют параметры теплоносителей (газа, воздуха и воды). Модели конструкторско-поверочного расчета ГТУ позволяют проводить один конструкторский и несколько поверочных расчетов в режимах с различными температурами наружного воздуха. Конструкторский расчет осуществляется в номинальном режиме с определением конструктивных характеристик оборудования ГТУ. Поверочные расчеты выполняются для характерных режимов с различными тепловыми нагрузками и продолжительностями в течение года. На рисунке 2 приведена блок-схема расчета теплофикационных ГТУ.

В качестве критерия оптимизации при проведении оптимизационных исследований принималась цена электроэнергии при заданных цене отпускаемого тепла и внутренней норме возврата капиталовложений, определяющей уровень экономической эффективности инвестиционного проекта [7]. В данной работе использован новый эффективный метод оптимизации, который обеспечивает лучшую сходимость, более точное приближение к оптимуму и имеет большее быстроедействие по сравнению с ранее использованными авторами методами [8, 9]. Основная идея метода состоит в том, что решение систем уравнений, описывающих ТЭУ, передается с уровня математической модели установки на уровень решения оптимизационной задачи. В результате точное решение системы уравнений достигается лишь в оптимальной точке [10].

Математическая постановка решаемой задачи имеет следующий вид:

$$\min_{Q^p, x_k, B_k, \gamma_k, B_i} C^{\text{элек}} \quad (1)$$

при условиях

$$S_k = f(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p), \quad (2)$$

$$G_k(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p) \geq 0, \quad (3)$$

$$x_k^{\min} \leq x_k \leq x_k^{\max}, \quad (4)$$

$$N_k = f(Q^p, B_k, x_k, \gamma_k), \quad (5)$$

$$N^{\min} \leq N_k \leq N^{\max}, \quad (6)$$

$$G_i(x_i, B_i, \gamma_i, S_k, Q_i) \geq 0, \quad (7)$$

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (8)$$

$$K_{об} = \theta(S_k, d_{уд}), \quad (9)$$

$$K_{сум} = K_{об} + K_{ст}, \quad (10)$$

$$Q_i = q_i(Q^p, \gamma_i), \quad (11)$$

$$N_i = f(Q_i, B_i, x_k, x_i, \gamma_i), \quad (12)$$

$$Q_{год} = \sum_{i=1}^n Q_i T_i, \quad \mathcal{E}_{год} = \sum_{i=1}^n (N_i - N_i^{ch}) T_i, \quad B_{год} = \sum_{i=1}^n B_i T_i. \quad (13)$$

$$IRR(B_{год}, Q_{год}, \mathcal{E}_{год}, C^{теп}, C^{элек}, K_{сум}, \varphi) = IRR_Z, \quad (14)$$

где $C^{элек}$ – цена электрической энергии; x_k – вектор независимых оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки (параметры цикла, конструктивные параметры элементов и режимные параметры в номинальном режиме); x_i – вектор оптимизируемых режимных параметров в i -м режиме (индексом i обозначаются параметры, относящиеся к характерным режимам, в которых проводятся поверочные расчеты); B_k – часовой расход топлива газовым котлом в номинальном режиме; B_i – расход топлива газовым котлом в i -м режиме; $C^{теп}$ – цена тепловой энергии; $C^{топ}$ – стоимость топлива; Q^p – расчетная тепловая нагрузка; R – постоянная составляющая в цене тепла; S_k – вектор конструктивных характеристик установки; γ_k – вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы установки в номинальном режиме; $G_k - l_k$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств в номинальном режиме; N_k – полная электрическая мощность в номинальном режиме; N^{\min} , N^{\max} – минимальное и максимальное значение электрической мощности ПТУ в номинальном режиме; $G_i - l_p$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств в i -м режиме; γ_i – вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы в i -м режиме; $K_{об}$ – капиталовложения в оборудование; $d_{уд}$ – вектор удельных стоимостей элементов оборудования; $K_{сум}$ – суммарные капиталовложения; $K_{ст}$ – капиталовложения, учитывающие непредвиденные затраты и затраты на строительство; $B_{год}$ – годовой расход топлива; $Q_{год}$ – годовая теплопроизводительность установки; $\mathcal{E}_{год}$ – годовой полезный отпуск электроэнергии; T_i – продолжительность i -го режима; Q_i – отпуск тепловой энергии в i -м режиме; N_i – полная электрическая мощность в i -м режиме; N_i^{ch} – расход электроэнергии на собственные нужды в i -м характерном режиме; IRR – внутренняя норма возврата капиталовложений; IRR_Z – заданное значение внутренней нормы возврата капиталовложений; φ – вектор параметров, определяющих условия кредитования и налогообложения; x_k^{\min} , x_k^{\max} , x_i^{\min} , x_i^{\max} – векторы минимальных и максимальных значений x_k и x_i соответственно; n – число режимов, в которых проводятся поверочные расчеты (общее число характерных режимов $n + 1$).

Для проведения оптимизационных исследований были назначены оптимизируемые параметры цикла в номинальном режиме, конструктивные и режимные оптимизируемые параметры, общее количество которых для каждой ГТУ составляло 45 и 48 параметров соответственно. Список оптимизируемых параметров конструкторского расчета включал: расчетную тепловую нагрузку потребителя; расход топлива; внутренние, наружные диаметры и шаги труб поверхностей нагрева котла-утилизатора и теплообменников; массовые скорости воды; температура газа на входе в газовую турбину; долю от общего расхода уходящих газов после газовой турбины на котел-утилизатор. Список режимных оптимизируемых параметров в характерных режимах (поверочные расчеты) включал: расход топлива; расход греющей воды подогревателя подпитки сетевой воды; температуру газа на входе в газовую турбину; долю от общего расхода уходящих газов после газовой турбины на котел-утилизатор. При оптимизационных исследованиях были наложены ограничения на: максимально допустимую температуру газа на входе в газовую турбину, неотрицательность температурных напоров в котле-утилизаторе, механические напряжения металла труб теплообменников (в количестве 244 ограничений для ГТУ, имеющей одну камеру сгорания и 249 – для ГТУ с двумя камерами сгорания).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Оптимизационные расчеты режимов работы обеих теплофикационных ГТУ проводились для следующих условий: расчетная температура наружного воздуха принята равной -25°C ; отопительный период разбит на три периода времени, каждому периоду соответствовала своя температура наружного воздуха – -20°C , -10°C , $+1.5^{\circ}\text{C}$ и свой характерный режим с определенными тепловыми нагрузками; продолжительности отопительных периодов составляли 418 ч, 1316 ч, 3176 ч, неотопительного периода – 3850 ч. Диапазон изменения электрической мощности ГТУ в номинальном режиме был принят равным 50–60 МВт. Температурный график тепловой сети: 120/70 $^{\circ}\text{C}$. Предельно допустимое значение температуры газа перед газовой турбиной принято равным 1300 $^{\circ}\text{C}$. При расчете капиталовложений была принята следующая исходная информация [11]. Удельные стоимости составляли для: газовой турбины – 70 долл./кВт (на единицу максимальной полной мощности газовой турбины), воздушного компрессора – 50 долл./кВт, электрогенератора турбины, насосов – 60 долл./кВт, теплообменников, сделанных из низкоуглеродистой стали – 7 тыс. долл./т, из стали 20–21 тыс. долл./т, электротехнического оборудования 0.192 тыс. долл./кВт., систем, зависящих от расхода топлива 240 тыс. долл./(т/ч). Внутренняя норма возврата капиталовложений – 0.15. Исследования проводились при цене топлива равной 100 долл./т у.т. и цене тепла – 4.78 долл./ГДж.

В таблицах 1 и 2 представлены основные показатели, полученные в результате оптимизационных расчетов номинального и четырех характерных режимов работы теплофикационной ГТУ с одной камерой сгорания и ГТУ с дожиганием топлива в среде выходных газов во второй камере сгорания соответственно.

В таблице 3 приведены основные годовые показатели расчетов режимов работы обеих теплофикационных ГТУ, на основании которых можно провести сравнительный анализ энергетической и экономической эффективности установок при работе в одинаковых климатических условиях и при электрических нагрузках одного уровня.

Как видно, из приведенных результатов оптимизационных исследований (табл. 1, 2) вся тепловая нагрузка ГТУ покрывается нагревом сетевой воды в котле-утилизаторе без привлечения пикового источника. Максимальная электрическая полезная мощность обеих ГТУ достигает в номинальном режиме 60 МВт, полученная тепловая нагрузка потребителей ГТУ с одной камерой сгорания равна 278.0 ГДж/ч, для ГТУ с двумя камерами сгорания – 420.0 ГДж/ч. Количество дополнительного тепла, полученного за счет

Таблица 1. Основные показатели работы теплофикационной ГТУ с одной камерой сгорания в номинальном и характерных режимах

Основные показатели	Номинальный режим	Номер характерного режима			
		1	2	3	4
Полезная электрическая мощность ГТУ, МВт	60.0	58.0	57.0	56.1	53.0
Тепловая нагрузка потребителей, ГДж/ч	278.0	258.3	203.5	150.0	88.0
Расход топлива ГТУ, т у.т./ч	21.5	20.8	20.1	19.6	17.0
Температура воздуха на выходе из воздушного компрессора, °С	275.9	313.7	336.3	361.5	397.3
Расход воздуха на выходе из воздушного компрессора, т/ч	792.7	667.8	655.5	643.3	623.5
Давление газа на входе в газовую турбину, МПа	1.42	1.42	1.41	1.40	1.33
Давление газа на выходе из газовой турбины, МПа	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Температура газа на входе в газовую турбину, °С	849.3	1055.1	1090.9	1129.5	1190.2
Температура газа на выходе из газовой турбины, °С	465.9	511.4	534.6	560.3	587.2
Количество тепла, полученного за счет подогрева подпиточной сетевой воды, ГДж/ч	102.8	58.5	18.6	13.3	6.27
Площадь теплообменной поверхности котла-утилизатора, м ²		5014.0			
Площадь теплообменной поверхности водоводяного подогревателя подпитки сетевой воды, м ²		1632.0			

Таблица 2. Основные показатели работы теплофикационной ГТУ с двумя камерами сгорания в номинальном и характерных режимах

Основные показатели	Номинальный режим	Номер характерного режима			
		1	2	3	4
Полезная электрическая мощность ГТУ, МВт	60.0	58.0	57.1	56.5	56.1
Тепловая нагрузка потребителей, ГДж/ч	420.0	396.2	310.1	217.7	124.9
Расход топлива ГТУ, т у.т./ч	30.5	24.7	22.1	20.9	19.0
Температура воздуха на выходе из воздушного компрессора, °С	296.4	317.6	340.7	365.8	400.5
Расход воздуха на выходе из воздушного компрессора, т/ч	614.1	573.4	561.6	552.2	541.4
Давление газа на входе в газовую турбину, МПа	1.45	1.45	1.45	1.44	1.43
Давление газа на выходе из газовой турбины, МПа	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Температура газа на входе в газовую турбину, °С	881.2	1104.0	1160.7	1195.6	1227.3
Температура газа на выходе из газовой турбины, °С	478.5	539.8	575.2	596.7	619.2
Количество тепла, полученного за счет подогрева подпиточной сетевой воды, ГДж/ч	237.4	76.9	68.5	65.2	50.9
Площадь теплообменной поверхности котла-утилизатора, м ²		4298.0			
Площадь теплообменной поверхности водоводяного подогревателя подпитки сетевой воды, м ²		2594.0			

Таблица 3. Таблица основных годовых показателей расчета режимов работы теплофикационных ГТУ

Основные показатели	ГТУ с одной камерой сгорания	ГТУ с двумя камерами сгорания
Цена тепла, долл./ГДж	4.78	
Цена электроэнергии, цент./кВт	4.27	3.57
Удельные капиталовложения, долл./кВт	617.5	583.8
Годовой расход топлива, тыс. т у.т./год	170.7	175.0
Годовой отпуск электроэнергии, тыс. МВт ч	491.5	500.8
Годовой отпуск тепла, тыс. ГДж	1148.6	1741.8
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кг у.т./ГДж	36.74	
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт ч	262.0	220.0

подогрева подпиточной сетевой воды с помощью контактного теплообменника находится в диапазоне 6.27–102.8 ГДж/ч для ГТУ с одной камерой сгорания и в диапазоне 50.9–237.4 ГДж/ч для ГТУ с двумя камерами сгорания. Результаты исследований показали, что ГТУ с двумя камерами сгорания при цене топлива равной 100 долл./т у.т. и цене тепла – 4.78 долл./ГДж имеет меньшую цену электроэнергии (3.57 цент./кВт), чем ГТУ с одной камерой сгорания (4.27 цент./кВт), больший отпуск электрической и тепловой энергии, и более низкий расход условного топлива на отпуск электроэнергии (220.0 г у.т./кВт ч), чем расход условного топлива на отпуск электроэнергии ГТУ с одной камерой сгорания (262.0 г у.т./кВт ч).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнено исследование энергетической и экономической эффективности двух теплофикационных ГТУ, технологические схемы которых включают одну и две камеры сгорания топлива соответственно. Проведены оптимизационные расчеты их режимов работы по критерию минимума цены электроэнергии. Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что при работе данных теплофикационных установок в одинаковых климатических условиях, с электрическими нагрузками одного уровня, а так же при необходимости обеспечения потребителей большей тепловой нагрузкой, чем максимально-возможная тепловая нагрузка ГТУ с одной камерой сгорания (без пикового источника), применение дожигания топлива в среде выходных газов во второй камере сгорания ГТУ является достаточно эффективным в энергетическом и экономическом плане мероприятием.

Работа выполнена в рамках научного проекта Ш.17.1.1. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310433-6.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Фаворский О.Н.* Выбор тепловой схемы и профиля отечественной мощной энергетической ГТУ нового поколения и ПГУ на ее основе // Теплоэнергетика, 2010. № 2. С. 2–7.
2. *Ольховский Г.Г.* Теплоэнергетические технологии в период до 2030 г. // Изв. РАН. Энергетика. 2008. № 6. С. 79–94.
3. *Najjar Y.S.H.* Gas turbine cogeneration systems: a review of some novel cycles // Applied Thermal Engineering. 2000. P. 179–197.
4. *Bade M., Vandyopadhyay S.* Analysis of gas turbine integrated cogeneration plant: process integration approach // Applied Thermal Engineering. 2015. P. 118–128.
5. *Цанев С.В., Буров В.Д., Земцов А.С., Осыка А.С.* Газотурбинные энергетические установки. М.: Издательский дом МЭИ, 2011. 428 с.

6. Клер А.М., Тюрина Э.А. и др. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. – Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2016. 298 с.
7. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С. Исследование эффективности теплофикационного энергоблока с противодавленной паровой турбиной и утилизацией тепла уходящих газов // Теплофизика и аэромеханика. 2018. Т. 25. № 6. С. 963–973.
8. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН. 1997. 120 с.
9. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. Теплосиловые системы: оптимизационные исследования. Новосибирск: Наука, 2005. 236 с.
10. Kler A. M., Zharkov P. V., Epishkin N. O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy. 2019. V. 189.
11. Клер А.М., Захаров Ю.Б., Потанина Ю.М. Оценка эффективности впрыска воды между частями воздушного компрессора для ГТУ и ПГУ // Теплофизика и аэромеханика. 2017. Т. 24. № 3. С. 497–505.

Investigation of the Efficiency of Fuel Afterburning in an Additional Gas Turbine Unit Chamber with a Contact Heat Exchanger for Heating Make-Up Network Water

E. L. Stepanova^{a,*} and P. V. Zharkov^a

^a*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

**e-mail: step@isem.irk.ru*

A study of the energy and economic efficiency of two cogeneration gas turbine unit. Their technological schemes include one and two fuel combustion chambers. Both units are equipped with contact heat exchangers for heating make-up network water. Mathematical models of the design and calibration calculation of gas turbine units have been developed, which allow one design and several verification calculations in modes with different outdoor temperatures. Models are created using the computer-software complex System of machine-building programs developed at the Institute of Energy Systems named. L.A. Melentyev SB RAS. Optimization calculations of the operating modes of gas turbine units were carried out according to the criterion of the minimum price of electricity. The studies were carried out under the same climatic conditions, temperature schedules of the heating network, and ranges of electrical capacities. The results allowed us to conclude that when operating these cogeneration gas turbine units under the same climatic conditions, electric loads and providing consumers with a heat load of a certain level, the use of fuel afterburning in the second combustion chamber is energetically and economically feasible.

Keywords: cogeneration gas turbine unit, mathematical modeling, optimization, efficiency of heat power equipment, waste-heat recovery, utilization of the flue gases heat, fuel combustion chambers