



ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ТОПЛИВА НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Г.Е. Марьин^{1,2}, Б. М. Осипов¹, П. Зунино³, Д.И. Менделеев^{1,2}

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ–2» г. Казань, Россия

³Университет Генуи, Генуя, Италия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7229-412X>, george64199@mail.ru

obm0099@ya.ru,

pietro.zunino@unige.it

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9821-1281>, Dylankn@ya.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Изучить возможность сжигания в стационарной энергетической газотурбинной установке General Electric PG111 6FA природного газа разных месторождений. *МЕТОДЫ.* Для проведения исследований определена аппроксимация термодинамических свойств топлив различного состава. В настоящее время газотурбинные технологии представляют собой одну из самых стабильно развивающихся областей, связанных с модернизацией генерирующего оборудования. В республике Татарстан происходит модернизация электрических станций единичными газотурбинными установками, так и установками в составе парогазового энергоблока. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Проведенные исследования позволяют оценить влияние компонентного состава топлива на работоспособность газовой турбины. Сравнительные исследования позволяют оценить изменения энергетических характеристик газовой турбины, работающей в составе парогазового энергоблока. Исследование показывает, что изменения состава топлива оказывает влияние на энергетические характеристики газотурбинной установки (коэффициент полезного действия, расход воздуха). Работа при отклонении индекса Воббе не допустима. Отклонение индекса Воббе для города Заинска составляет 5.29 %, следовательно, при установке газовой турбины GE PG111 6 FA необходимо изменить настройку топливной системы. Для синтез-газа отклонение индекса Воббе составило 22,23%, применение данного топлива недопустимо, без изменения конструкции и настройки топливной системы, так как пропускная способность топливной системы не рассчитана на расход 27,8 кг/с. Наименьшие значения количества CO₂, NO, O₂ в составе продуктов сгорания достигаются на топливном газе города Казани. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Использование синтез-газа, как единственного топлива, нежелательно при работе газовой турбины в парогазовом блоке, так как теплотворная способность уходящих газов при работе на синтез-газа минимальна и составляет 94,3 МВт – это окажет влияние на работу паровой турбины.

Ключевые слова: Парогазовая установка, газотурбинная установка, топливный газ, состав топлива, коэффициент полезного действия, экология, выбросы в атмосферу.

Для цитирования: Марьин Г.Е., Осипов Б. М., Зунино П. Менделеев Д.И., Влияние состава топлива на энергетические параметры газотурбинной установки // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 5 С. 41-51.
doi: 10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51.

INFLUENCE OF FUEL COMPOSITION ON ENERGY PARAMETERS OF GAS TURBINE PLANT

GE. Marin^{1,2}, DI. Mendeleev^{1,2}, BM. Osipov¹, P. Zunino³

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²JSC "Tatenergo" branch "Kazan CHP-2", Kazan, Russia

³University of Genova, Genova, Italy

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7229-412X>, george64199@mail.ru

obm0099@ya.ru

pietro.zunino@unige.it

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9821-1281>, Dylankn@ya.ru

Abstract: *PURPOSE.* This article describes the possibility of burning natural gas from different fields in a stationary power gas turbine General Electric 6FA. *METHODS.* Currently, gas turbine technologies are one of the most stably developing areas related to the modernization of generating equipment. At present, modernization of power plants is underway both with gas turbine units and with units in the combined-cycle power unit in the Republic of Tatarstan. The conducted studies allow us to evaluate the effect of the component composition of the fuel on the performance of a gas turbine. Comparative studies make it possible to evaluate changes in the energy characteristics of a gas turbine operating as part of a combined cycle gas turbine unit. *RESULTS.* The study shows that changes in the fuel composition have an impact on the energy characteristics of a gas turbine plant (efficiency, air consumption). Work with a deviation of the Wobbe index is not permissible. The deviation of the Wobbe index for the city of Zainsk is 5.29%, therefore, when installing a gas turbine it is necessary to change the setting of the fuel system. For synthesis gas, the deviation of the Wobbe index was 22.23%, the use of this fuel is unacceptable without changing the design and setting of the fuel system, since the throughput of the fuel system is not designed for a flow rate of 27.8 kg/s. The smallest values of the amount of CO₂, NO, O₂ in the composition of the combustion products are achieved on the fuel gas of the city of Kazan. *CONCLUSION.* The use of synthesis gas as the only fuel is undesirable when operating a gas turbine in a combined-cycle unit, since the calorific value of the flue gases when operating on synthesis gas is minimal and amounts to 94.3 MW, which will affect the operation of the steam turbine.

Keywords: *Combined cycle plant, gas turbine plant, fuel gas, fuel composition, efficiency, ecology, air emissions.*

For citation: Marin GE, Osipov BM, Zunino P, Mendeleev DI. Influence of fuel composition on energy parameters of gas turbine plant. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020; 22 (5): 41-51. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-5-41-51.

Введение

Замена и модернизация устаревших мощностей тепловых электрических станций газотурбинными установками процесс объективный и закономерный. Это обусловлено более высоким коэффициентом полезного действия (КПД) бинарных циклов по сравнению с классическими паротурбинными циклами. Основным видом топлива для работы газовых турбин является природный газ, но альтернативой может быть сжиженный природный газ (СПГ), сжиженный углеводородный газ (СУГ), синтез-газ. При эксплуатации газовых турбин к топливному газу предъявляются высокие требования по качеству, чистоте, постоянству состава. В зависимости от территориального расположения тепловой станции состав используемого топлива будет изменяться. Независимо от условной формулы топлива должны быть выполнены следующие условия:

1. Устойчивость к самовозгоранию;
2. Устойчивость к обратному зажиганию;
3. Соответствие экологическим требованиям;
4. Устойчивость к микровзрывам.

Состав природного газа определяет процесс горения и дальнейшее образование продуктов сгорания, изменение энергетических характеристик газотурбиной установки. В

этом случае необходимо учитывать различие термодинамических свойств рабочих тел и влияние их на процесс горения. [1-5]

Материалы и методы

Состав природного газа может не изменяться из-за источника его месторождения, но может изменяться с течением времени [6-8]. Для исследований влияния топливного газа на работу газовой турбины, рассмотрены составы природного газа, на которых работают тепловые электрические станции Республики Татарстан.

В Республике Татарстан в настоящий момент работают газотурбинные установки (ГТУ) разной мощности и производителей. Установка НК-37 (ПАО "Кузнецов") мощностью 25 МВт установлена на Казанской ТЭЦ-1, ГТУ MS 5001 мощностью 25 МВт установлена на предприятии Нижнекамскнефтехим, ГТУ LM2500+G4 (GE) мощностью 25 МВт установлена на предприятии Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри, ГТУ PG1116FA (GE) мощностью 110МВт установлены на Казанских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, ГТУ 9НА.01 (GE) мощностью 405,6 МВт установлена на Казанской ТЭЦ-3.

Для исследований выбрана газовая турбина GEPG1116FA мощностью 110 МВт (табл.1). На казанских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 суммарно установлено четыре таких машин.

Таблица 1

Технические характеристики газотурбинной установки PG6111FA

Характеристика	Размерность	Значение
Мощность на клеммах генератора	кВт	77211
Атмосферное давление	кгс/см ²	1,013
Температура на входе в компрессор	°С	15
Относительная влажность на входе в компрессор	%	60
Падение давления в системе впуска	мм вод.ст.	85
Статическое давление на выпуске при условиях ISO	мм вод.ст.	350
Низшая теплотворная способность топлива	кДж/кг	49194
Температура топлива	°С	30
Давление топлива перед газовым модулем	МПа	2,59 – 3,08
Коэффициент мощности		0,85
Количество ступеней в компрессоре	шт	18
Количество ступеней в турбине	шт	3
Расход воздуха	м ³ /с	166
Степень сжатия		15,8
Температура воздуха после компрессора	°С	385
Температура уходящих газов	°С	603
Температура газов после камеры сгорания	°С	1325

Газотурбинная установка является одновальным осевым турбоагрегатом, оснащенный 18-ти ступенчатым компрессором с одним рядом поворотных направляющих лопаток на входе в компрессор, шестью камерами сгорания, а также 3-х ступенчатой турбиной с воздушным охлаждением на всех трех сопловых ступенях. Привод генератора осуществляется через понижающий редуктор на переднем конце вала компрессора.

Газовая турбина PG6111FA специально сконструирована для работы в парогазовом цикле. Тепло горячих выхлопных газов от ГТУ используется в котле-утилизаторе для получения перегретого пара.

Для исследования влияния различных составов топлив была создана математическая модель ГТУ с помощью программного комплекса АС ГРЭТ [9], разработанного коллективом авторов в КГЭУ. Схема моделирования ГТУ и функциональная схема представлены на рис. 1-2. Входными данными приняты следующими:

Атмосферное давление на входе в компрессор: $P_{вх} = 0,101325$ МПа,

Температура воздуха на входе в компрессор: $T_{вх} = 288$ К,

Относительная влажность на входе в компрессор 60%,

Температура уходящих газов: $T_{вых} = 874$ К,

В связи с тем, что газовая турбина работает в составе энергоблока, необходимо поддерживать температуру уходящих газов постоянной, поэтому при исследованиях мощность газовой турбины принята равной 77 МВт [10-14].

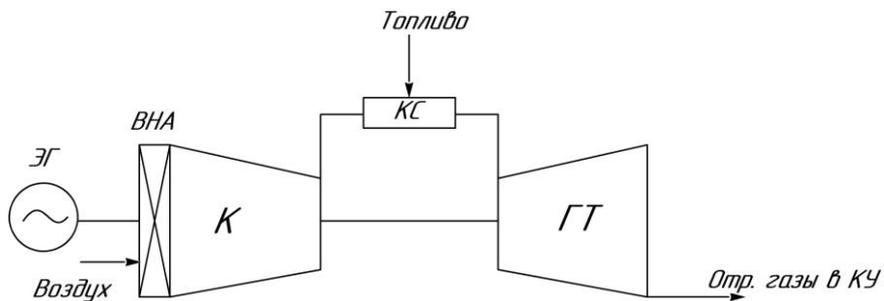


Рис.1. Схема моделирования газотурбинной установки в АС «ГРЭТ»
 ЭГ– электрогенератор; ВНА – входной направляющий аппарат; К– компрессор; КС– камера сгорания; ГТ – газовая турбина; КУ – котел-утилизатор.

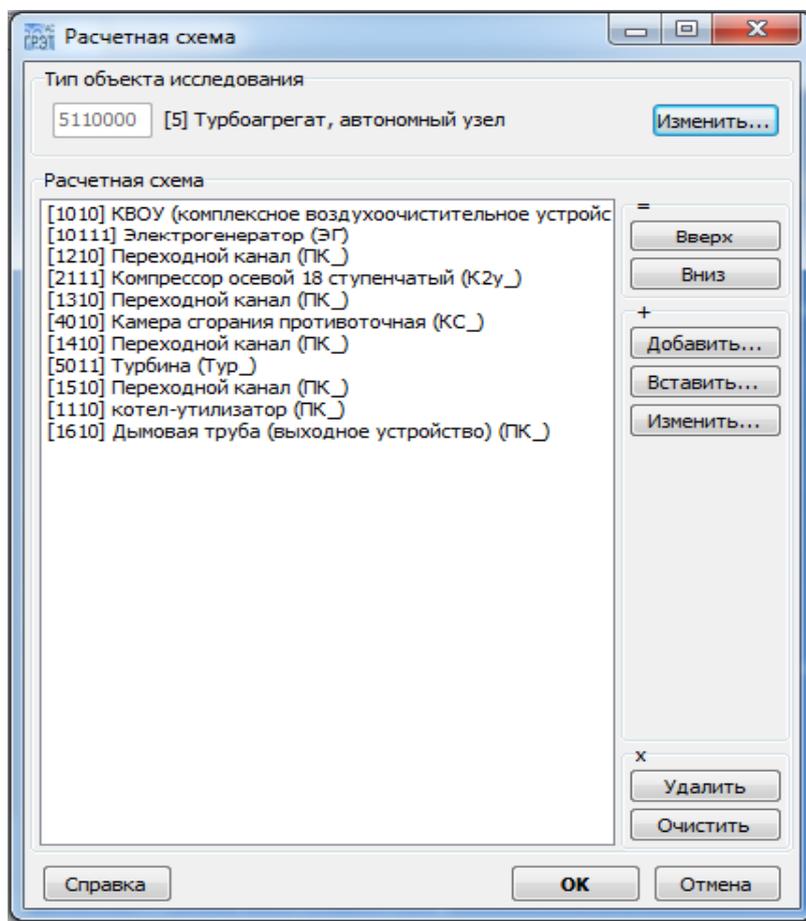


Рис.2. Расчетная схема газотурбинной установки PG1116FA в АС «ГРЭТ»

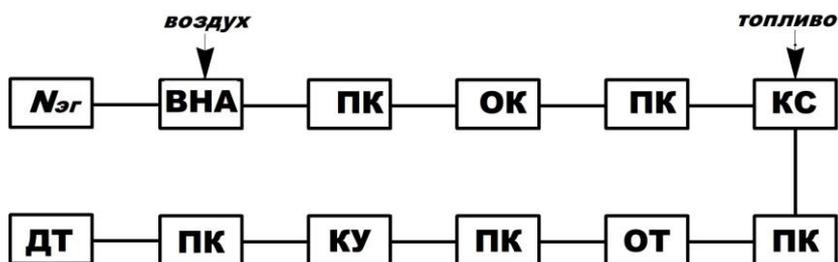


Рис.3. Функциональная схема газотурбинной установки PG1116FA в АС «ГРЭТ»

Для исследований влияний топливного газа выбраны составы природного газа, подаваемого с разных месторождений на крупные тепловые станции республики Татарстан приведенного в табл. 2.

Таблица 2

Составы природного газа, подаваемого с разных месторождений на крупные тепловые станции Республики Татарстан

№	Наименование показателя	Единица измерения	Состав газа				
			Казань	Заинск	Набережные Челны	Нижнекамск	Елабуга
1	Метан	Молярная доля, %	94,03	92,43	95,65	95,78	94,7
2	Этан		3,68	2,94	2,55	2,09	3,02
3	Пропан		1,2	0,423	0,87	0,65	1,22
4	Изобутан		0,189	0,0208	0,148	0,109	0,165
5	Гексаны		0,0218	0,0093	0,0063	0,0169	0,0127
6	Кислород		0,005	0,0172	0,005	0,0068	0,0062
7	Азот		0,601	4,16	0,606	1,2	0,651
8	Двуокись углерода		0,283	0,005	0,172	0,157	0,233
9	Теплота сгорания (низшая)	МДж/м ³	35,11	33,06	34,57	34,14	34,78

Для проведения исследований проведена аппроксимация термодинамических свойств топлив различного состава, представлены в табл. 3. В Республике Татарстан много нефтяных месторождений и как альтернатива традиционному природному газу, в работе представлен синтез-газ.

Таблица 3

Аппроксимация термодинамических свойств топлив различного состава

№	Наименование	C	H	N	O	Энтальпия, кДж/кг
1	Казань	6,0504	22,92836	0,280161	0,05647	-4506,71
2	Заинск	6,0328	22,77186	0,239388	0,05643	-4432,81
3	Нижнекамск	5,8941	22,67867	0,308787	0,05642	-4479,65
4	Елабуга	5,8966	23,00278	0,353526	0,05642	-4515,38
5	Набережные челны	5,9568	22,8712	0,343689	0,05643	-4502,23
6	Елабуга	5,9981	22,9133	0,273251	0,05646	-4502,12
7	Синтез-газ	3,064	1,4888	0,0714	3,71201	-7285,64

Результаты и Обсуждение

В результате расчетов найдены основные энергетические характеристики газотурбинной установки, приведённые в табл. 4.

Для оценки работоспособности газовой турбины при максимальных нагрузках рассчитан мгновенный расход топлива для разного состава топлива представлен на рис 4.

Таблица 4

Основные энергетические характеристики газотурбинной установки

№	Наименование	Обозначение	Единица измерения						
				Казань	Занск	Нижнекамск	Наб. челны	Елабуга	Синтез-газ
1	Температура торможения на входе в двигатель	T	К	288,15	288,15	288,15	288,15	288,15	288,15
2	Давление торможения на входе в двигатель	P	МПа	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013
3	Суммарный расход воздуха на входе в двигатель	G_v	кг/с	200	194,1	194,9	197	202	186,2
4	Суммарный расход отработавших газов на выходе из двигателя	G_o г	кг/с	204,42	198,79	199,36	201,52	206,64	214
5	КПД	η	-	35,156	35,163	35,143	35,11	35,097	0,2344
6	Мгновенный расход топлива	G_T	кг/с	4,42	4,696	4,46	4,52	4,64	27,8
7	Суммарный часовой расход топлива	G_T	м ³ /ч	16687,8	16906,2	16057,3	16561,4	16425,3	100096,3

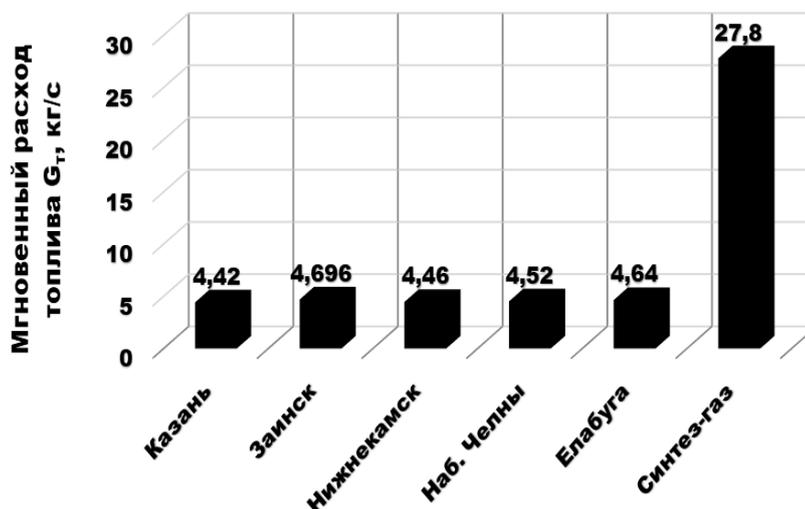


Рис.4. Мгновенный расход для разного состава топлива

Используя, полученные в программном комплексе АС ГРЭТ данные, рассчитываются значения количества CO_2 , NO , O_2 в составе продуктов сгорания по формулам, представленным ниже:

$$Q_{CO_2} = G_m \times q_{CO_2} \quad (1)$$

G_m – расход топлива, кг/с,

\bar{q}_{CO_2} – показатель относительного расхода компонента состава выхлопа.

$$Q_{NO} = G_m \cdot q_{NO} \quad (2)$$

где G_m – расход топлива кг/с, \bar{q}_{NO} – показатель относительного расхода компонента состава выхлопа.

$$Q_{O_2} = G_m \times q_{O_2} \quad (3)$$

где G_m – расход топлива кг/с, \bar{q}_{O_2} – показатель относительного расхода компонента состава выхлопа.

Результаты расчетов сведены в табл. 5.

Таблица 5

Содержание CO ₂ , NO _x , O ₂ в выхлопе газотурбинной установки						
	Казань	Заинск	Нижекамск	Наб. Челны	Елабуга	Синтез-газ
\bar{q}_{CO_2}	0,0348	0,0378	0,0378	0,0342	0,03518	0,012
\bar{q}_{NO}	0,0754	0,06612	0,0751	0,0748	0,0748	0,165
\bar{q}_{O_2}	0,1316	0,102	0,1057	0,1012	0,1013	0,121
Q_{CO_2} , кг/с	0,153816	0,177509	0,168588	0,154584	0,163235	0,3336
Q_{NO} , кг/с	0,333268	0,3105	0,334946	0,338096	0,347072	4,587
Q_{O_2} , кг/с	0,581672	0,478992	0,471422	0,457424	0,470032	3,3638

Степень взаимозаменяемости газообразных видов топлива для топливной системы газовой турбины измеряется индексом Воббе (W_u). Допустимый диапазон изменения индекса Воббе задается так, чтобы гарантировать правильную работу топливной системы в эксплуатации турбины. При использовании нескольких видов газообразного топлива, например, основного и резервного, необходимо учитывать отклонение индекса Воббе. Допустимый диапазон изменения индекса Воббе $\pm 5\%$, что позволяет работать газовой турбине в допустимых пределах изменения выбросов и динамики горения, расхода топливного газа, при большем отклонении турбина не будет работать в оптимальном режиме. [15-20] Изменение индекса Воббе представлен на рис.5

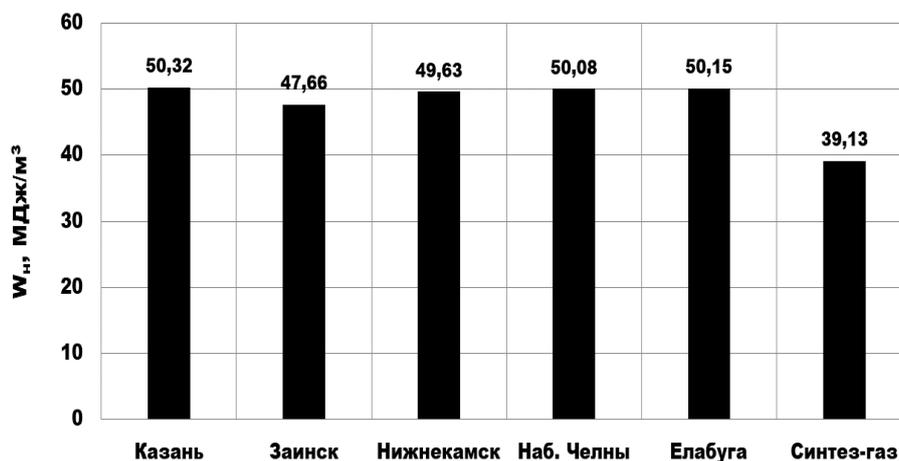


Рис.5. Изменение индекса Воббе в зависимости от типа топливного газа

При работе газовой турбины на разных видах топливного будет различна теплота уходящих газов (температура постоянная и количество тепла зависит от расхода). Количество теплоты уходящих газов рассчитываем по следующей формуле:

$$Q_{ух.г} = \Delta H \cdot G_{ух.г} \quad (4)$$

где $Q_{ух.г}$ – количество теплоты уходящих газов, МВт ΔH – разница полных энтальпий на входе и выходе котла-утилизатора, кДж/кг, $G_{ух.г}$ – расход уходящих газов, кг/с

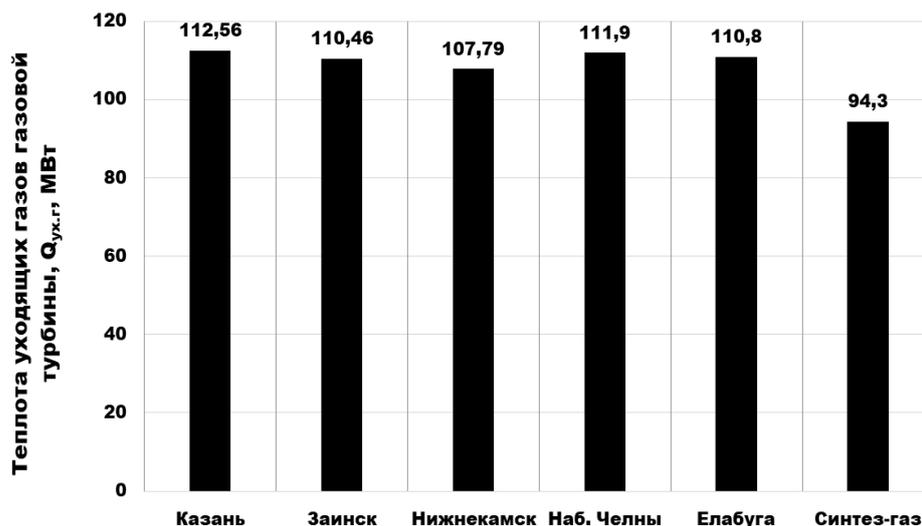


Рис.6. Теплота уходящих газов газовой турбины в зависимости от типа топлива

Заключение

1. Исследование показывает, что изменения состава топлива оказывает влияние на энергетические характеристики ГТУ (КПД, расход воздуха).

2. Работа при отклонении индекса Воббе не допустима. Отклонение индекса Воббе для города Заинска составляет 5,29 %, следовательно, при установке газовой турбины *GEPC111 6 FA* необходимо изменить настройку топливной системы. Для синтез-газа отклонение индекса Воббе составило 22,23%, применение данного топлива недопустимо, без изменения конструкции и настройки топливной системы, так как пропускная способность топливной системы не рассчитана на расход 27,8 кг/с.

3. Наименьшие значения количества CO_2 , NO , O_2 в составе продуктов сгорания достигаются на топливном газе города Казани.

4. Использование синтез-газа как единственного топлива нежелательно при работе газовой турбины в парогазовом блоке, так как теплотворная способность уходящих газов при работе на синтез-газа минимальна и составляет 94,3 МВт, что окажет влияние на работу паровой турбины.

Литература

1. Kotowicz J., Job M., Brzeczek M. The characteristics of ultramodern combined cycle power plants // *Energy*. 2015. V. 92(12). pp. 197-211.
2. Vries de H., Mokhov A. V., and Levinsky H. B. The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances // *Applied Energy*. 2017. V. 208. pp. 1007-1019.
3. Cho H.M. and He B.Q. Combustion and emission characteristics of a lean burn natural gas engine // *(International Journal of Automotive Technology)*. 2008. V. 9.b N 4. pp. 415-422.
4. Lokini P., Roshan D K and Kushari A. Influence of Swirl and Primary Zone Airflow Rate on the Emissions and Performance of a Liquid-Fueled Gas Turbine Combustor // *Journal of Energy Resources Technology-Transactions of the Asme. Proceedings Paper*. 2019. V. 141. N 6. P. 9.
5. Marin G.E., Mendelev D.I., Akhmetshin A.R. Analysis of Changes in the Thermophysical Parameters of the Gas Turbine Unit Working Fluid Depending on the Fuel Gas Composition // *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*. Vladivostok: IEEE, 2019. pp. 1-4.
6. Pujihatma P., Hadi S.P., Sarjiya, et al. Combined heat and power - multi-objective optimization with an associated petroleum and wet gas utilization constraint // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2018. V. 54. pp. 25-36.
7. Сорока Б.С., Воробьев Н.В. Эффективность использования газового топлива и окислительной смеси при их увлажнении // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. 2019. Т. 62. №. 6.
8. Сорока Б.С. Влияние климатических факторов на теплотехнические характеристики, энергетическую эффективность и оценка экологических последствий сжигания газового топлива // *Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология*. 2017. №. 4-6. С. 116-129.

9. Менделеев Д.И., Марьин Г.Е., Ахметшин А.Р. Показатели режимных характеристик парогазового энергоблока ПГУ-110 МВт на частичных нагрузках // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 3(43). С. 47-56.
11. Mehrpanahi and Pauganeh G.H. Multi-objective optimization of IGV position in a heavy-duty gas turbine on part-load performance // Applied Thermal Engineering. 2017. V. 125. pp. 1478-1489,
12. Zheng L.K, Cronly J, Ubogu E, et al. Experimental investigation on alternative fuel combustion performance using a gas turbine combustor // Applied Energy. 2019. V. 238. pp. 1530-1542,
13. Zheng L.K., et al. Effects of Alternative Fuel Properties on Particulate Produced in a Gas Turbine Combustor // Energy & Fuels. 2018. V. 32. N. 9. pp. 9883-9897.
14. Esclapez L., et al. Fuel effects on lean blow-out in a realistic gas turbine combustor // Combustion and Flame. 2017. V. 181. pp. 82-99,
15. Батрамеев В.А., Илясов Л.В. Математическая модель сигнала анализатора низшей объемной теплоты сгорания газообразных топлив // Математические методы в технике и технологиях–ММТТ-23: Сб. трудов 23 Междунар. науч. конф. 2011. Т. 12. С. 124.
16. Батрамеев В.А., Варламов А. П., Илясов Л. В. Лабораторный анализатор низшей объемной теплоты сгорания газов // Технологии нефти и газа. 2012. № 2. С. 61-64.
17. Madhlopa A. Gas Turbine Fuels and Fuel Systems" in Principles of Solar Gas Turbines for Electricity Generation (Green Energy and Technology // New York: Springer. 2018. pp. 27-49.
18. Liu JL and CE. Dumitrescu. Numerical Investigation of Methane Number and Wobbe Index Effects in Lean-Burn Natural Gas Spark-Ignition Combustion // Energy & Fuels. 2018. V. 33. N. 5. pp. 4564-4574.
19. Shaker M., Sundfor E., Farine G. Design and Optimization of a Low Power and Fast Response Viscometer Used for Determination of the Natural Gas Wobbe Index // Ieee Sensors Journal. 2019. V. 19. N 23. pp. 10999-11006.
20. Roy P.S., Ryu C and Park CS. Predicting Wobbe Index and methane number of a renewable natural gas by the measurement of simple physical properties. 2018. Fuel. V. 224. pp. 121-127.

Авторы публикации

Марьин Георгий Евгеньевич – Старший преподаватель кафедры «Энергетическое машиностроение», Казанский государственный энергетический университет. Старший машинист энергоблоков цеха парогазовых установок АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ–2».

Осипов Борис Михайлович – канд. техн. наук, профессор кафедры «Энергетическое машиностроение», Казанский государственный энергетический университет.

Пьетро Зунино – д-р наук, Директор департамента машиностроения, энергетики, управления и транспортного машиностроения (DIME), Университет Генуи, Италия.

Менделеев Дмитрий Иванович – аспирант, Казанский государственный энергетический университет. Машинист – обходчик цеха парогазовых установок АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ–2».

References

1. Kotowicz J, Job M., Brzeczek M. The characteristics of ultramodern combined cycle power plants. *Energy*. 2015; 92(12):197-211. doi: 10.1016/j.energy.2015.04.006.
2. Vries de H. Mokhov AV, and Levinsky HB. The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment: Interchangeability analysis for domestic appliances. *Applied Energy*. 2017;208:1007-1019. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.09.049.
3. Cho HM. and He BQ. Combustion and emission characteristics of a lean burn natural gas engine. *International Journal of Automotive Technology*. 2008;9(4):415-422. doi: 10.1007/s12239-008-0050-5.
4. Lokini P, Roshan D.K and A Kushari. Influence of Swirl and Primary Zone Airflow Rate on the Emissions and Performance of a Liquid-Fueled Gas Turbine Combustor. *Journal of Energy Resources Technology-Transactions of the Asme*. Proceedings Paper. 2019;141(6):p. 9. doi: 10.1115/1.4042410.
5. Marin GE, Mendeleev DI, et al. Analysis of Changes in the Thermophysical Parameters of the Gas Turbine Unit Working Fluid Depending on the Fuel Gas Composition. *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*. Vladivostok: IEEE, 2019. P. 1-4. doi: 10.1109/FarEastCon.2019.8934021.
6. Pujihatma P, Hadi SP, Sarjiya and et al. Combined heat and power - multi-objective optimization with an associated petroleum and wet gas utilization constraint. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2018;54:25-36. doi: 10.1016/j.jngse.2018.03.025.

7. Soroka BS, Vorobev NV. Efficiency of using gas fuel and an oxidizing mixture when they are we *Energy. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS*. 2019;62:6.
8. Soroka BS. Influence of climatic factors on heat engineering characteristics, energy efficiency and environmental impact assessment of gas fuel combustion. *International Scientific Journal Alternative Energy and Ecology*. 2017;4-6:116-129.
9. Osipov BM and Titov AV. *Automated system of gas-dynamic calculations of energy turbomachines: Proc. Manual*. Kazan: Kazan. State Power Engineering University. 2012. 277 p.
10. Mendeleev DI, Marin G.E, Akhmetshin AR. Performance characteristics of the combined cycle power regime CCP-110 MW at partial loads. *Bulletin of Kazan State Power Engineering University*. 2019;11(3):(43):47-56.
11. Mehrpanahi and Payganeh GH. Multi-objective optimization of IGV position in a heavy-duty gas turbine on part-load performance. *Applied Thermal Engineering*. 2017;125:1478-1489. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.07.091.
12. Zheng L.K, Cronly J, Ubogu E I, et al. Experimental investigation on alternative fuel combustion performance using a gas turbine combustor. *Applied Energy*. 2019;238:1530-1542. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.175.
13. Zheng L.K, et al. Effects of Alternative Fuel Properties on Particulate Produced in a Gas Turbine Combustor. *Energy & Fuels*. 2018;32(9):9883-9897. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b01442.
14. Esclapez L, et al. Fuel effects on lean blow-out in a realistic gas turbine combustor. *Combustion and Flame*. 2017;181:82-99. doi: 10.1016/j.combustflame.2017.02.035.
15. Batrameev VA, Ilyasov LV. Mathematical model of the analyzer of the lowest volumetric heat of combustion of gaseous fuels. *Mathematical Methods in Engineering and Technology – MMTT-23: Sat. Proceedings of the 23 International scientific conf*. 2011;12:124.
16. Batrameyev VA, Varlamov AP, Ilyasov LV. A Laboratory Analyzer of Gases Low Volumetric Combustion Heat. *Oil & Gas Technologies*.2012;79(2).
17. Madhlopa A. Gas Turbine Fuels and Fuel Systems. In Principles of Solar Gas Turbines for Electricity Generation. *Green Energy and Technology*. New York: Springer. 2018. pp. 27-49.
18. Liu JL. and Dumitrescu CE. Numerical Investigation of Methane Number and Wobbe Index Effects in Lean-Burn Natural Gas Spark-Ignition Combustion. *Energy & Fuels*. 2019;33(5):4564-4574. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b04463.
19. Shaker M., Sundfor E., Farine G., C. et al. Design and Optimization of a Low Power and Fast Response Viscometer Used for Determination of the Natural Gas Wobbe Index. *Ieee Sensors Journal*. 2019;19(23):10999-11006. doi: 10.1109/jsen.2019.2928479.
20. Roy PS, Ryu C and Park CS. Predicting Wobbe Index and methane number of a renewable natural gas by the measurement of simple physical properties. *Fuel*. 2018;224:121-127. doi: 10.1016/j.fuel.2018.03.074.

Authors of the publication

George E. Marin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. JSC "Tatenergo" branch "Kazan CHP-2".

Boris M. Osipov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia. JSC "Tatenergo" branch "Kazan CHP-2".

Pietro Zunino – University of Genova, Genova, Italy.

Dmitrii I. Mendeleev – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Поступила в редакцию

15 октября 2020г.