

На правах рукописи



Марьин Георгий Евгеньевич

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК
ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС ПРИ РАБОТЕ НА ТОПЛИВНОМ ГАЗЕ
РАЗЛИЧНОГО КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА**

2.4.5 Энергетические системы и комплексы

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Казань – 2023

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», на кафедре «Энергетическое машиностроение»

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент
Титов Александр Вячеславович

Официальные оппоненты:

Бакиров Федор Гайфуллович,
доктор технических наук,
ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки
и технологий», профессор

Трещёва Милана Алексеевна,
кандидат технических наук, ФГАОУ ВО
«Санкт-Петербургский политехнический
университет Петра Великого», доцент.

Ведущая организация:

**Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Саратовский
государственный технический
университет имени Гагарина Ю.А.»,
г. Саратов**

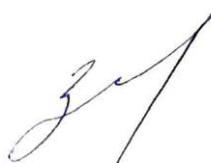
Защита состоится «19» сентября 2023 г. в 10 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета 24.2.310.02 на базе ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» по адресу 420066, Казань, ул. Красносельская, д. 51, ауд. Д-224, тел/факс (843) 519-42-55

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: 420066, г. Казань, ул. Красносельская 51, КГЭУ, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.310.02.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» и на официальном КГЭУ сайте <http://www.kgeu.ru/>.

Автореферат разослан «___» _____ 2023 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Ш.Г. Зиганшин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы.

Важнейшей задачей функционирования энергосистемы является надежное и бесперебойное снабжение электрической и тепловой энергией. Модернизация и замена устаревшего оборудования тепловых электрических станций на современные газотурбинные и парогазовые установки является мировым трендом. Газотурбинные установки в качестве топлива используют природный газ, но в камере сгорания можно сжигать топливо различного компонентного состава. Применение альтернативных топлив является перспективным направлением. Одной из важнейших проблем при переходе на альтернативные топлива является определение энергетических характеристик двигателя, а также перенастройка автоматического регулирования оборудования электрических станций.

В качестве газообразного топлива используется природный газ, состав и энергетические свойства которого зависят от места добычи. Некоторые показатели природных газов могут измениться в небольших пределах от времени эксплуатации скважин (источников). При работе газовой турбины существует большое количество факторов, которые оказывают влияние на срок службы, эксплуатационные и маневренные характеристики оборудования. Использование различных видов топлив и переход к новым искусственным топливам требует качественного анализа компонентного состава топливного газа, так как разный состав оказывает влияние не только на энергетические характеристики, но и на режим работы основного и вспомогательного оборудования, а также изменяется состав отработавших газов.

В данной работе проведено исследование влияния изменения компонентного состава топливного газа при работе газовой турбины в составе тепловой электрической станции на переменных нагрузках. Процесс сгорания топлива является сложным, а в некоторых случаях недостаточно изученным явлением. Актуальность темы диссертации подтверждается ее соответствием направлению Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации Н2 «Переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии», приоритетному направлению развития науки, технологии и техники в Российской Федерации «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика» (утв. Указом Президента РФ от 07.07.2015 №899), критической «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе», указом Президента РФ от 4.10.2020г. №666 «О сокращении выбросов парниковых газов», стратегии «Социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» (утв. распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021г. №3052р).

Степень научной разработанности проблемы.

По мере развития технологий и ужесточения требований по количеству выбросов энергетического оборудования, для систем подготовки и сжигания топливного газа стали появляться ограничения по физическим и химическим свойствам используемого топлива для эффективного, безопасного и экологичного сжигания топливного газа. Анализ работы и моделирование работы основного оборудования ТЭС были проведены Мошкариным А.В., Аракеляном Э.К., Бурцевым С.В., Аминовым Р.З., Шельгиным Б.Л., Цаневым С.В., Булысовой Л.А., Тумановским А.Г., Буровым В.Д., Kotowicz, J., Madhlopa A. Оценка газотурбинного цикла на различных составах топливного газа были проведены Горюновым И.М., Алемасовым В.Е., Трусовым Б.Г., Тунаковым А.П., Гурвичем А.В., Ахмедзяновым Д.А., Мингазовым Б.Г., Zheng, L., Ling, C., Ubogu, E.A., Cronly, J., Ahmed, I., Zhang, Y., Khandelwal, Esclapez L., Ma P.C., Mayhew E. Однако не смотря на известные разработки, не проводилась оценка эффективности использования смеси водородного топлива и

природного газа на энергетических установках тепловых электрических станций, что является актуальной научно-технической задачей.

Объект исследования: тепловая электрическая станция при работе на топливном газе различного компонентного состава.

Предмет исследования: способ модернизации математической модели расчета термодинамических параметров рабочего тела энергетической газовой турбины, работающей на топливном газе различного состава, в том числе при добавлении водорода до 5%.

Цель работы: выявить степень влияния смеси природного газа и водородного топлива на технические, энергетические характеристики энергетической газотурбиной установки в составе тепловой электрической станции.

Задачи исследования:

1. Разработать алгоритм расчета состава топливного газа в рабочем процессе газотурбиной установки в составе тепловой электрической станции.

2. Провести математическое моделирование газотурбинной установки и определить режимные характеристики и оценить адекватность созданной математической модели газотурбиной установки в составе тепловой электрической станции с учетом изменения состава топлива.

3. Провести анализ изменения энергетических характеристик стационарной газотурбинной установки в составе ТЭС в зависимости от состава топлива.

4. Оценить эффективность работы оборудования ТЭС при добавлении к природному газу водородного топлива.

Соответствие диссертации паспорту специальности 2.4.5 Энергетические системы и комплексы и относится к следующим областям исследований: п.1. «Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования и методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования»; 2. «Математическое моделирование, численные и натурные исследования физико-химических и рабочих процессов, протекающих в энергетических системах и установках на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии, их основном и вспомогательном оборудовании и общем технологическом цикле производства электрической и тепловой энергии»; п.3. «Разработка, исследование, совершенствование действующих и освоение новых технологий и оборудования для производства электрической и тепловой энергии, использования органического и альтернативных топлив и возобновляемых видов энергии, водоподготовки и водно-химических режимов, способов снижения негативного воздействия на окружающую среду, повышения надежности и ресурса элементов энергетических систем, комплексов и входящих в них энергетических установок».

Научная новизна:

1. Разработана усовершенствованная математическая модель, позволяющая производить оценку изменений рабочих параметров ГТУ, включая систему топливоподготовки с учетом термодинамических параметров топливного газа различного компонентного состава, в том числе с добавлением водорода.

2. Впервые разработана математическая модель рабочих процессов проточной части энергетической газотурбинной установки на примере General Electric 6FA.

Практическая ценность работы:

1. Определены показатели эффективности газотурбинной установки при работе на различных топливных газах и при добавлении к природному газу водородного топлива, что позволяет производить тепловой расчет не только для эксплуатируемых газотурбинных

установок, но и для проектируемых энергетических газотурбинных установок, работающих на топливных газах различного состава.

2. Разработаны рекомендации по созданию систем подготовки и сжигания топливного газа различного компонентного состава на тепловой электрической станции с газотурбинной установкой General Electric 6FA без внесения изменений в конструкцию, которые могут быть использованы на предприятиях энергетической отрасли для повышения эффективности работы эксплуатируемых газотурбинных установок.

Теоретическая ценность работы: полученная модель и алгоритм определения компонентного состава топливного газа могут быть использованы для определения основных энергетических характеристик (эффективный КПД, мгновенный расход, генерируемая мощность, состав отработавших газов), оптимального режима работы газовой турбины и при проектировании новых газотурбинных установок.

Степень достоверности: достоверность и обоснованность полученных результатов подтверждается использованием апробированных методов математического моделирования газотурбинных двигателей, согласованием результатов расчетов по разработанным математическим моделям с данными суточного контроля рабочих параметров парогазовой установки действующей станции.

Автор защищает:

1. Модернизированная математическая модель расчета термодинамических параметров рабочего тела энергетической газовой турбины, работающей на топливном газе различного состава, в том числе при добавлении водорода до 5%.

2. Математическая модель газотурбинной установки, позволяющая учитывать изменения смеси природного газа и водородного топливного газа на переменной нагрузке.

3. Результаты исследования влияния природного газа, водородного топлива, метана, синтез-газа на работу газотурбиной установки в составе ТЭС;

4. Результаты расчетных исследований по анализу влияния добавления водорода в топливный газ для повышения энергетических характеристик газотурбиной установки в составе тепловой электрической станции.

Методология и методы исследования. С целью решения поставленных задач был применен метод энергетического анализа, нормативные методики расчета основного энергогенерирующего оборудования, используются методы вычислительной математики и научного программирования. Численное моделирование применено для расчетных оценок влияния изменения компонентного состава на характеристики рабочего тела газовой турбины.

Личный вклад автора. Автором определены перспективы перехода газотурбинных установок в составе тепловых электрических станций на альтернативные виды топлива (водород, метан, синтез-газ). Разработана математическая модель энергетической установки, определены оптимальные режимы работы, при работе на топливах различного компонентного состава. Разработана методика, обеспечивающая расчет термодинамических свойств рабочего тела произвольного состава.

Апробация работы. Результаты научных исследований по теме диссертации докладывались и обсуждались на международных молодежных научных конференциях «Тинчуринские чтения» (г. Казань, 2017-2022г.г.); XIII, IX, XII Международных научно-технических конференциях «Энергия» (г. Иваново 2018, 2019, 2021г.г.); Всероссийских специализированных научно-практических конференциях молодых специалистов «Современные технологии в энергетике» (г. Москва 2018-2021г.г.); Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи - 2019» (г. Иркутск, 2019г.); Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи - 2020» (г. Ставрополь, 2020г.); 92-м заседании Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко (г. Казань, 2020г.), Международном симпозиуме «Устойчивая энергетика и

энергомашиностроение -2021: SUSE 2021» (г. Казань, 2021г.); Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (г. Москва 2021г.), Международной научно-технической конференции по авиационным двигателям «ICAM» (г. Москва 2021г.)

Публикации. Основное содержание работы изложено в 33 публикациях, в том числе 7 статей в журналах из перечня ВАК, 10 статей в журналах, индексируемых в международной базе данных Scopus, в 16 материалах и тезисах докладов всероссийских и международных конференций.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, выводов, списка из 174 литературных источников и 7 приложений. Работа изложена на 247 страницах машинописного текста, включая 61 рисунок, 21 таблицу.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность диссертационной работы, изложены цели, задачи, сформулированы научная новизна и практическая значимость работы. Обозначены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе анализируется проблема недовыработки электроэнергии при изменении состава топлива, топливоподготовки энергетических газовых турбин. Каждая единица генерирующего оборудования должна быть готова к выработке электрической и тепловой энергии в соответствии с Правилами оптового рынка. Оборудование считается готовым к работе, если это подтверждено АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки регистрируется по фактическому состоянию на конец каждого часа в отношении каждой единицы генерирующего оборудования. Располагаемая мощность генерирующего оборудования ТЭС определяется как максимально, технически возможная мощность с учетом ограничений установленной мощности. При снижении генерации электроэнергии оборудованием происходит нарушение планово-диспетчерского графика, заданного АО «СО ЕЭС». При работе на оптовом рынке электроэнергии и мощности необходимо выполнять плановый диспетчерский график, задаваемый системным оператором. При отклонении от заданной нагрузки на величину, превышающую 2% от заявленной максимальной включенной мощности, но не менее чем на 3 МВт, по всем часам регистрируются соответствующие снижения максимальной На величину отклонения от аттестованной мощности накладывается штраф, величина штрафа зависит от стоимости 1МВт при продаже на оптовом рынке.

Основным видом топливного газа для ГТУ является природный газ. По мере развития технологий и требований по снижению выбросов появляются новые требования и ограничения по физическим и химическим свойствам топливного газа для его эффективного и безопасного сжигания. Выявлены основные проблемы, возникающие при сжигании топливных газов.

При сжигании топливного газа в камере сгорания газовых турбин необходимо учитывать: а) состав компонентов топлива, б) теплоту сгорания топлива, в) уровень загрязнения топлива. Появление альтернативных топлив (водород, синтез-газ, метан, СПГ, СУГ) в энергетике требует прогнозирования изменения рабочих тел ГТУ. Процессы преобразования топлива и его сгорание являются сложными процессами. Особенно важно при работе, а главное при проектировании газовых турбин определять термодинамические свойства топлива. При горении образуются продукты сгорания, представляющие многокомпонентную газообразную смесь. В первой главе рассмотрены методики определения компонентного состава продуктов сгорания (метод определяющих реакций, методика расчета равновесного состава, методика по ГОСТ 31369). Существенными недостатками данных методик является то, что топлива, имеющие схожий состав могут дать одинаковые по составу продукты сгорания. Такие совпадения при расчетах термодинамических свойств недопустимы. Рассмотрены

программные комплексы (Gasturb, DVIG, АС ГРЭТ), позволяющие рассчитывать термодинамические свойства рабочих тел.

Вторая глава посвящена созданию методики расчета термодинамических параметров рабочего тела разного компонентного состава. Приведен алгоритм, позволяющий с высокой точностью определить термодинамические параметры рабочего тела. Окислителем в разработанной методике является атмосферный воздух, рабочим телом в проточной части газовой турбин могут быть как индивидуальные вещества, так и смеси нескольких компонентов. В процессе обработки входных данных топлив используется информационная система, на вход которой поступают данные о термодинамических свойствах индивидуальных веществ, а на выходе пользователь получает условную формулу топливного газа. В рамках формирования данных происходят следующие преобразования: 1) блок аппроксимирующих таблиц базы данных позволяет компактно представить свойства индивидуальных веществ в виде аппроксимирующих полиномов; 2) блок программ обработки (подготовки) информации о рабочем теле ГТУ на основании аппроксимирующих зависимостей компоует данные; 3) программный комплекс термогазодинамического расчета ГТУ, включающий расчет термодинамических свойств рабочего тела. 4) Банк данных, состоящий из системы управления базой данных. Банк данных обеспечивает выполнение следующих задач: ввод и хранение данных; обновление баз данных.

Полученные данные позволяют записать условную формулу компонентного состава топливного газа. В зависимости от состава топливного газа будет изменяться условная формула и рассчитываться энтальпия каждой смеси.

Для получения адекватных результатов необходимо провести аппроксимацию термодинамических свойств индивидуальных веществ. Наиболее надежные данные по термодинамическим свойствам индивидуальных веществ в стандартном состоянии представлены в виде таблиц в справочнике и соответствующей ему базе данных "ИВТАНТЕРМО". С целью экономии памяти ЭВМ таблицы обычно аппроксимируются различными зависимостями. Выбран следующий вид аппроксимаций термодинамических функций:

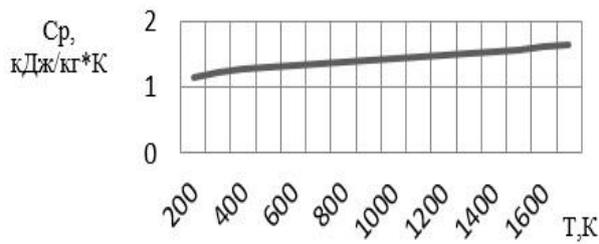
$$I^0(T) = A_I + \sum_{i=1}^7 A_i x^i, \quad S^0(T) = A_S + 10^{-3} A_1 \ln x + 10^{-3} \sum_{i=1}^7 \frac{i}{i+1} A_i x^{i-1} \quad (1)$$

$$C_p^0(T) = 10^{-3} \sum_{i=1}^7 i A_i x^{i-1} \quad (2)$$

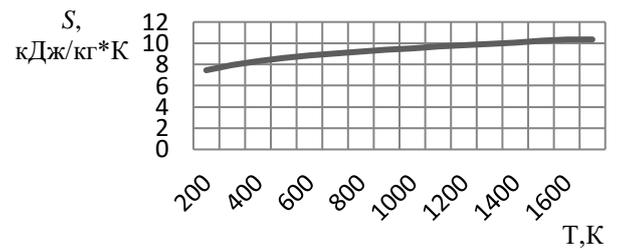
где A_s , A_i , A_1 - коэффициент аппроксимирующего полинома; $x = 10^{-3} T$. Аппроксимация функций считается приемлемой, если погрешность достоверной из них $C_p(T)$ не превышает 3%, а погрешность температуры не превышает 2°К. Расчет коэффициентов аппроксимирующих зависимостей производится при помощи модуля идентификации математических моделей по результатам испытаний, входящего в программный комплекс ГРЭТ. Используя методику, представленную выше необходимо провести аппроксимацию. В качестве исходного рассматриваемого топливного газа выбрано водородное топливо. В камере сгорания большинства газовых турбин используются температуры 1200-1700 С, поэтому получение коэффициентов многочленов для веществ рабочего тела газовой турбины, наиболее важно именно в этом диапазоне. В результате проведенных расчетов получены зависимости теплоемкости, энтропии, энтальпии от температуры. На рис 1. представлены зависимости теплоемкости (а), энтропии (б), энтальпии (в).

Проведя анализ, полученных результатов, погрешность $\delta I_{\max}=0,07$, $\delta S_{\max}=0,02$, $\delta C_{p\max}=2,4$. Погрешности в допустимых пределах, следовательно, полученная аппроксимация считается приемлемой.

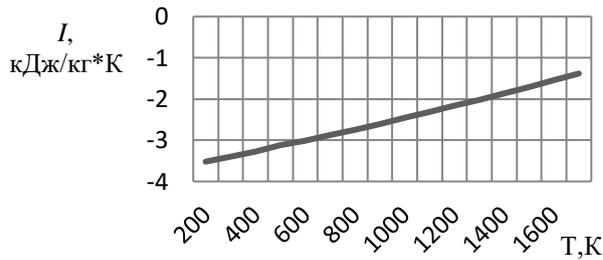
Используя полученные данные можно производить тепловой расчет в среде программного комплекса АС ГРЭТ.



а)



б)



в)

Рисунок 1 - Зависимость теплоемкости, энтропии и энтальпии от температуры для водородного топлива.

Определение **энтальпии топлива** является сложным и ответственным этапом выполнения термодинамических расчетов процессов горения ТВС. Наиболее простым случаем является расчет энтальпии состава смеси индивидуальных веществ, когда компоненты между собой не вступают в химические реакции и не образуют растворы, сопровождающиеся поглощением или выделением теплоты. Этим условиям отвечают природные газы. Энтальпия природного газа определяется с учетом концентрации (массовых или объемных долей) компонентов по соотношению

$$I_m = \sum v_j h_j, \quad (4)$$

где v_j и h_j – объемная доля и теплота образования (энтальпия) j -той компоненты. Чаще всего заданы объемные доли компонентов природных газов, переход к массовым долям определяется с учетом их плотностей по известным соотношениям. Если при образовании вещества теплота выделяется, ΔH_f принимается со знаком минус.

В таблице 1 представлены примеры определения условных формул природных газов различных месторождений.

Таблица №1. Условная формула природных газов

Месторождение	Условная формула				Энтальпия, кДж/кг
	С	Н	Н	О	
Степановское	6,224852	23,7157	0,05759	0,056426	-4586,902
Елшанское	5,894112	22,67866	0,308787	0,056426	-4479,65
Ленинградское	5,902373	21,84643	0,297375	0,056426	-4431,7
Гаэлинское	6,050461	22,92836	0,280161	0,056426	-4506,7
Медвежье	6,182124	24,31115	0,073204	0,056426	-4587,53

Получив основные характеристики топлива, данные необходимо занести в базу топлив. При работе в комплексе "Газодинамический расчет энергетических турбомашин" можно выбрать нужное топливо и произвести расчет.

В третьей главе представлена идентификация и верификация математической модели газотурбинного двигателя с учетом методики получения компонентного состава топливного газа. Энергетические газотурбинные установки работают на оптовом рынке электроэнергии и

чаще всего в составе парогазовых энергоблоков, поэтому постоянное поддержание выходных характеристик необходимо для надежного режима работы. Сохранение выходных характеристик (электрическая мощность, расход и тепловая мощность выхлопных газов, расход отработавших газов, температура отработавших газов) являются важными факторами при использовании топливного газа различного состава. С применением разработанного алгоритма определения термодинамических свойств рабочего тела в системе АС "Газодинамический расчет энергетических турбомашин" реализовано моделирование процесса горения, расчет процессов сжатия и расширения. Проведенная идентификация математической модели газовой турбины позволила достичь минимизации отклонения выходных параметров двигателя до 1 % по сравнению с эксплуатационными данными. В настоящее время известен целый ряд методов идентификации, отличающихся по используемому критерию адекватности и опирающихся на различную априорную информацию. В данной работе используется метод гребневых оценок (Ридж-оценок). Суть этого метода заключается в том, что недостаток измеренной на стенде или в эксплуатации информации дополняется расчетными параметрами по адекватной математической модели исследуемого ГТД, обеспечивающем получение устойчивых оценок искомых параметров модели в условиях относительного недостатка экспериментальных данных, что часто встречается в реальных задачах.

Алгоритм вычисления программы идентификации. Порядок вычисления в программе идентификации следующий: 1. Численным методом определяем производные, которые входят в матрицу условных уравнений. Каждому варьируемому параметру поочередно дается приращение по: $y_i^+ = y_i^0 + m(y_{\max i} - y_{\min i})$, $i=1, \dots, n$ (5), y_i^0 – это значение варьируемого параметра до вариации, m – это масштаб вариации.

Далее просчитывается модель, рассчитывается вектор невязок, соответствующий данному приращению, происходит вычисление производных, элементами матрицы по формуле:

$$\frac{\partial z_j}{\partial y_i} = \frac{\varepsilon_j^+ - \varepsilon_j^0}{m(y_{\max i} - y_{\min i})} = \frac{z_j^+ - z_j^0}{m(y_{\max i} - y_{\min i})} \quad (6)$$

2. После вычисления строки матрицы условных уравнений для экспериментальной точки формируется матрица нормальных уравнений:

$$H = \begin{bmatrix} \sum_j^m \left(\frac{\partial z_j}{\partial y_1}\right)^2 & \sum_j^m \frac{\partial z_j}{\partial y_1} \frac{\partial z_j}{\partial y_2} \dots & \sum_j^m \frac{\partial z_j}{\partial y_1} \frac{\partial z_j}{\partial y_n} \\ \sum_j^m \frac{\partial z_j}{\partial y_2} \frac{\partial z_j}{\partial y_1} & \sum_j^m \left(\frac{\partial z_j}{\partial y_2}\right)^2 \dots & \sum_j^m \frac{\partial z_j}{\partial y_2} \frac{\partial z_j}{\partial y_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_j^m \frac{\partial z_j}{\partial y_n} \frac{\partial z_j}{\partial y_1} & \sum_j^m \frac{\partial z_j}{\partial y_n} \frac{\partial z_j}{\partial y_2} & \sum_j^m \left(\frac{\partial z_j}{\partial y_n}\right)^2 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Параллельно вычисляется столбец свободных членов:

$$B = \sum_j^m \left(\frac{\partial z_j}{\partial y_1} \varepsilon_j\right) \sum_j^m \left(\frac{\partial z_j}{\partial y_2} \varepsilon_j\right) \dots \sum_j^m \left(\frac{\partial z_j}{\partial y_n} \varepsilon_j\right) \quad (8)$$

3. Диагональные элементы матрицы нормальных уравнений необходимо сравнить с минимально допустимыми значениями. В случае если диагональный элемент меньше допустимого, то считаем, что этот параметр не оказывает влияние на расчетные выходные параметры модели, применяемые в идентификации.

4. Для минимизации влияния масштабов измерения переменных матрица нормальных уравнений масштабируется. Происходит вычисление индивидуальных масштабов:

$$C_{jj} = \frac{1}{\sqrt{h_{jj}}} \quad (9)$$

где h_{jj} это диагональные элементы матрицы нормальных уравнений.

Матрица нормальных уравнений примет вид:

$$H = A^T G A. \quad (10)$$

Элементы масштабированной матрицы вычисляем по формуле:

$$P_{ij} = h_{ij}c_{ij}c_{ii}, \quad (11)$$

где $i=1, \dots, n, j=1, \dots, m$.

5-9. Поиск оптимального на данном приближении значения корректирующей поправки производится методом Фибоначчи. Далее идет повтор следующих операций:

а) матрица сопряженности подвергается корректировке путем прибавления к ее диагональным элементам текущего значения поправки,

б) в соответствии с массивом признаков вычеркнутых строк производится удаление строк и столбцов в скорректированной матрице.

в) производится обращение полученной матрицы и умножение обратной матрицы на столбец свободных членов.

г) расчет новых значений варьируемых параметров и рассчитывается соответствующая сумма квадратов невязок.

Результатом является нахождение наилучшей величины поправки, обеспечивающей на данном приближении наибольшее убывание суммы квадратов невязок.

10. Происходит вычисление среднеквадратичной погрешности определения искомым параметров модели:

$$\sigma_i = \sigma_0 \sqrt{V_{ii}^{-1}} c_{ii} \quad (12)$$

11-12. Для каждого изменения варьируемого параметра рассчитывается отношение погрешности на данном приближении. Если значение этого соотношения больше заданной величины K , то элементу массива признаков присваивается значение «2» и расчет повторяется с 5 блока:

$$\frac{\sigma_i}{(y_{k+1_i} + y_{k_i})} \geq K \quad (13)$$

13-15. Проверка найденного решения на выход за границы допустимого значения. При выходе за границы соответствующий элемент массива признаков вычеркнутых строк становится равным «3» и происходит проверка фактического смещения в пространстве варьируемых параметров. При малой величине шага расчет производится повторно с пятого пункта, в других случаях необходимо выполнить приближение с первого блока.

16. Выполняется проверка величины относительной разницы исходной и результирующей суммы квадратов невязок. Если это значение больше заданного порога, то происходит переход к очередному приближению, в противном случае локальный спуск заканчивается.

17-18. В данном блоке сравнивается количество выполненных локальных спусков с предельно допустимым, производится проверка величины относительной разницы сумм квадратов невязок, которые были найдены в двух последних последовательных спусках. При достижении малой разницы значений спусков координаты начальных точек поиска вычисляются в соответствии с овражным алгоритмом.

Расчеты по априорной модели газотурбинной установки могут отличаться от реальных экспериментальных параметров. Недостовверная входная информация приводит к погрешности математической модели. В связи с этим в модель необходимо заложить расчетные характеристики компрессора, турбины, вспомогательного оборудования, постоянные коэффициенты потерь в характерных сечениях установки, которые имеют некоторые отклонения от фактическими параметрами.

Для проведения исследований необходима математическая модель, которая будет полным аналогом действующих энергетических установок. Наиболее точные расчеты можно получить при идентификации математической модели по полученным данным испытаний установки. Идентификацию необходимо выполнить по результатам заводских испытаний, что позволит получить математическую модель без учета износа двигателя и его узлов. При последующих расчетах можно варьировать характеристиками узлов.

Глава 4 посвящена исследованию работы газовой турбины на различных топливных газах в диапазоне нагрузок от 25 до 85 МВт. Система нелинейных уравнений для математической модели газотурбинной установки General Electric 6FA в неявном виде записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} f_1(G_B, K_k, T_G^*) &= \Delta G_k \\ f_2(G_B, K_k, T_G^*) &= \Delta G_T \\ f_3(G_B, K_k, T_G^*) &= \Delta G_{\text{ВЫХ}} \end{aligned} \quad (14)$$

где G_B – расход воздуха на входе в воздухоочистительное устройство кг/с, K_k – коэффициент характеризующий положение точки на напорной ветке характеристики компрессора, T_G^* – температура газа в камере сгорания газотурбинной установки $K, \Delta G_k$ – расход воздуха в компрессоре кг/с, ΔG_T – расход воздуха в турбине кг/с, $\Delta G_{\text{ВЫХ}}$ – расход воздуха в выходном сечении турбины кг/с.

Рассмотренную систему нелинейных уравнений более рационально будет решить с помощью модифицированного метода Ньютона-Рафсона – «поли-метод» решения системы нелинейных уравнений. Это уравнения сохранения массы, расхода газа через проходное сечение, уравнения сохранения энергии, уравнения непрерывности, уравнения сжатия и уравнения расширения газов в турбине. В связи с тем, что энергетические газотурбинные установки работают в составе парогазовых энергоблоков, необходимо производить исследования на переменных режимах работы. Для получения адекватных значений параметров и характеристик турбины, получена апостериорная модель с относительной погрешностью не более 0,5% по сравнению с промышленной установкой. По итогам создания математической модели газовой турбины были проведены расчеты основных энергетических характеристик.

В главе 5 на основании разработанных в главе 2,3 методик, идентификации и верификации математической модели газотурбинной установки представлены результаты исследования влияния различного компонентного состава на энергетические характеристики оборудования ТЭС. На рис. 2 представлено изменение расхода воздуха газовой турбины в зависимости от генерируемой мощности. При использовании водорода газовая турбина расходует наименьшее количество топливного газа, наибольшее количество расходуется при использовании метана (см. рис.3).

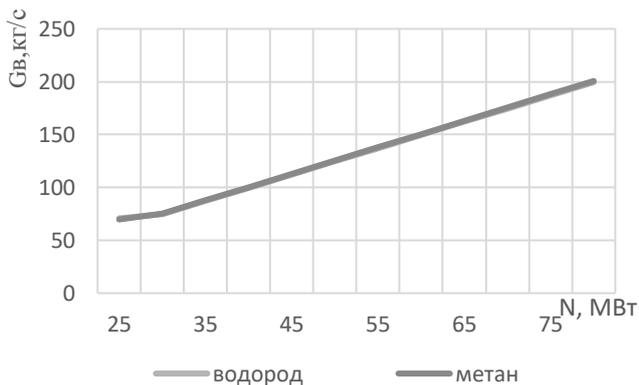


Рисунок 2 - Изменение часового расхода воздуха в зависимости от мощности газовой турбины.

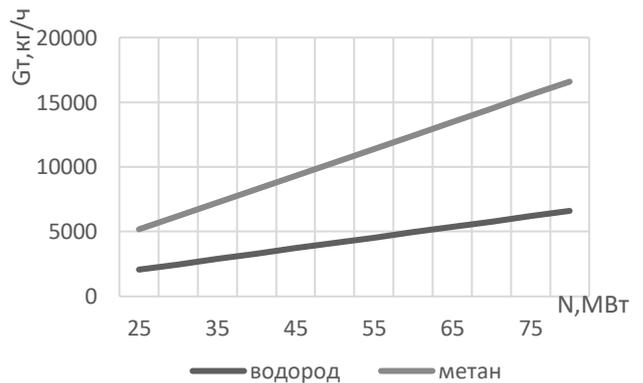


Рисунок 3 - Изменение расхода топлива в зависимости от мощности газовой турбины.

Как видно из рис.2 мгновенный расход воздуха практически совпадает, поэтому при переходе на другой вид топлива модернизация компрессора не нужна. Для исследования рассмотрены переменные режимы работы при сжигании метана и водорода при влажности

60%, температуре окружающего воздуха 15°C, давлении окружающего воздуха 101,3 кПа. В зависимости от изменения компонентного состава топливного газа изменяется состав выхлопных газов. В таблице 2 представлен состав отработавших газов турбины при работе на природном газе Уренгойского месторождения.

Таблица 2. Состав отработавших газов при работе на природном газе

Элемент	По ГОСТу	Математическая модель	Данные промышленной эксплуатации
CO, ppm	10	0,01	0,015
CO ₂ , %	5	4,055	4,06
NO, мг/м ³ (ppm)	51 (25)	22,45 (11,06)	24,51 (11,09)
NO ₂ , мг/м ³ (ppm)	51 (25)	26,26 (12,94)	26,41 (13,01)
CH ₄ , мг/м ³ (ppm)	3,6 (5)	0,005	0,010

При работе газотурбинных установок необходимо выбрать оптимальный диапазон температур подачи топливного газа в камеру сгорания газовой турбины. При понижении температуры топливного газа на входе в камеру сгорания происходит конденсация водяного пара и углеводородов, поэтому рассмотрены температуры выше точки конденсации водяного пара и углеводородов. В качестве рассматриваемых топлив выбраны природный газ, синтез-газ. Для исследований выбраны следующие температурные диапазоны: природный газ от 3°C до 450 °C; синтез-газ от 3 °C до 350 °C. Температуры выше 450 °C для природного газа и температуры 350 °C для синтез-газа не рассматриваются, так как существует вероятность образования инородных тел (резина, клейкая масса) при наличии ароматических углеводородов.

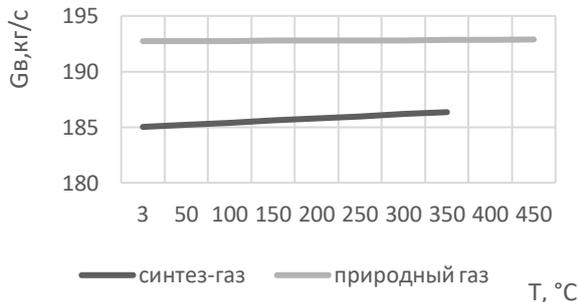


Рисунок 4 - Изменение расхода воздуха в зависимости от подогрева топливного газа.

Подогрев топливного газа приводит к увеличению расхода воздуха для природного газа на 0,788%, синтез-газа 0,715%. В связи с этим можно сделать вывод, что подогрев практически не оказывает влияние на увеличение расхода воздуха при работе газовой турбины с подогревом топлива перед подачей в камеру сгорания.

Подогрев топлива приводит к снижению мгновенного расхода топлива. Для природного газа снижение потребления топлива при подогреве до 450°C составляет 0,95%. При использовании синтез-газа произойдет снижение расхода на 4,46% при нагреве до 350°C. Подогрев газа приводит к снижению его расхода, следовательно, диаметры топливопроводов будут меньше. Для природного газа расход топливного газа без подогрева составляет 16888,6 кг/ч, при подогреве топлива до 450°C снижается расход до 16729,1 кг/ч. При работе газовой турбины на синтез-газе без подогрева расход топлива равен 100016 кг/ч, при нагреве расход снизится до 95778 кг/ч.

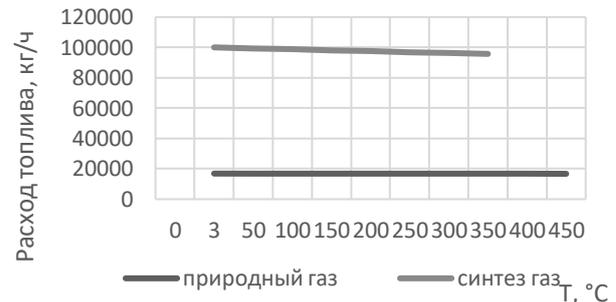


Рисунок 5 - Изменение часового расхода топливного газа при подогреве топливного газа.

При отсутствии подогрева топливного газа КПД газовой турбины равен 36,89%, при подогреве топлива максимальное значение КПД достигает значения 37,24%. Использование синтез-газа без подогрева позволяет достичь КПД 22,59%, подогрев топлива до 350°C увеличивает КПД на 1% до значения 23,51%. Изменения состава топливного газа оказывают влияние не только на работу газовой турбины, но и на работу котла-утилизатора и паровой турбины в составе парогазового энергоблока. Отличия будут в расходе топливного газа, воздуха, поступающего в компрессор, количестве отработавших газов ГТУ, что в свою очередь окажет влияние на количество теплоты уходящих газов турбины. Для газовой турбины GE 6FA оптимальный индекс Воббе, рекомендованный заводом-изготовителем составляет 49 МДж/м³.

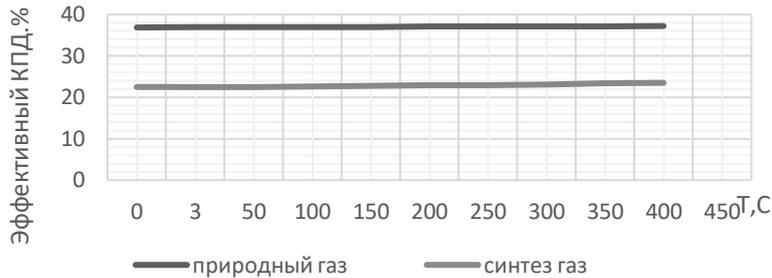


Рисунок 6 - Влияние подогрева топливного газа на эффективный КПД газовой турбины

Рассмотрены природные газы, поставляемые на энергетические объекты республики Татарстан. Строительство и последующее подключение газопроводов очень дорого, поэтому важно еще на этапе строительства знать пропускную способность топливной системы. Природный газ для г. Казани имеет отклонение 2,6%, для г. Заинск 2,8%, г. Нижнекамск 1,2%, г. Наб.Челны 2,2%, г. Елабуга 2,3%. Максимальное отклонение по индексу Воббе достигнуто на природном газе для г. Заинск, минимальное для г. Нижнекамск, важно отметить что все топливные газы позволяют работать газовой турбине во всем диапазоне нагрузок. Максимальный расход природного газа достигнут для г. Заинск и достигает значения 4,69 кг/с, минимальный расход топливного газа достигнут для г. Казани 4,42 кг/с, увеличение расхода топлива требует меньшего количества воздуха на сжатие в компрессоре 194 кг/с. Уменьшение количества отработавших газов снижает количество теплоты уходящих газов. Минимальное количество теплоты от отработавших газов можно получить при работе на топливном газе г. Заинск 107,79 МВт, максимальное количество теплоты 112,56 МВт получено для газа г. Казани, следовательно, при работе ГТУ в составе ПГУ максимальная мощность энергоблока будет получена на топливном газе г. Казани. При работе в составе парогазового энергоблока увеличение отклонения приводит к снижению мощности паровой турбины и производительности котла-утилизатора.

С увеличением срока использования месторождения происходит изменение компонентного состава топлива, поступающего с определенного месторождения. Изменение компонентного состава топлива оказывает влияние не только на работу газовой турбины и вспомогательного оборудования, узла топливоподготовки, но и на количество выбросов газовой турбины. Изменение энтальпии, ее снижение приводит к тому, что происходит увеличение часового расхода топливного газа. Увеличение расхода топлива может привести к тому, что появляется необходимость настраивать или заменять систему топливоподготовки. На рис.7 показано изменение расхода топлива при ухудшении энергетических свойств топливного газа одного месторождения со временем. Происходит увеличение расхода топлива на 7,4%. Одним из способов повысить качество топлива и выработать максимальную мощность газовой турбины является добавление водорода и его смешение с топливным газом. Добавление водорода к природному газу наиболее эффективно при невозможности выработать максимальную мощность ГТУ. Изменение

компонентного состава топлива и увеличение расхода топлива приводят к тому, что установленная система топливоподготовки не справляется с пропуском необходимого количества топливного газа. На рис.8 показано изменение мощности в зависимости от расхода топлива

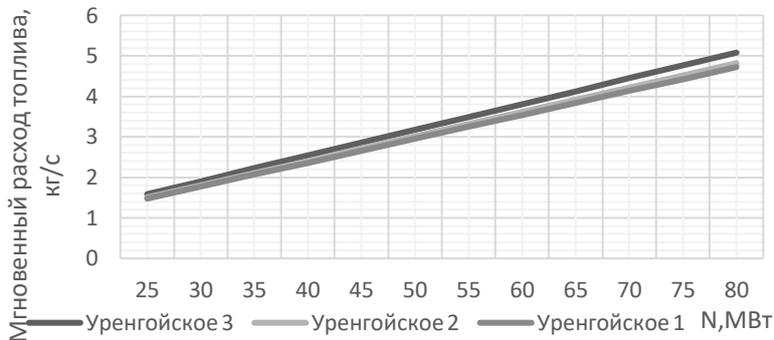


Рисунок 7 - Зависимость мгновенного расхода топлива от мощности турбины.

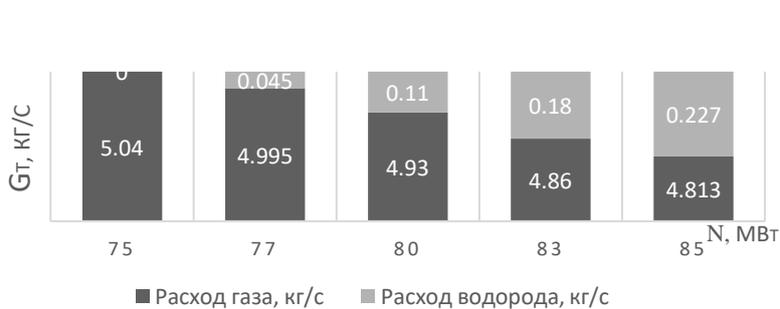


Рисунок 8 - Расход топливной смеси природного газа и водорода

Дальнейшее увеличение расхода топливного газа невозможно, происходит недовыработка электрической энергии. Добавление 0,045 кг/с водорода к природному газу увеличивает мощность ГТУ на 2 МВт, при этом происходит снижение расхода природного газа. Добавление 0,227 кг/с водорода приводит к увеличению мощности до 85 МВт, при этом общий расход топливного газа остается неизменным 5,04 кг/с. Дожимной компрессор рассчитан на производительность 19000 кг/ч, при большем расходе компрессор работает при максимальной мощности в тяжелых условиях. Добавление водорода позволит работать вспомогательному оборудованию в оптимальном режиме. При подмешивании водорода к природному газу происходит снижение расхода природного газа на 13% при добавлении 4,5% водорода, при этом общий расход топливного газа остается неизменным. Для предстоящих вложений в проект необходимо рассчитать показатели его эффективности, сопоставляя сумму вложений с ожидаемым доходом. Показатель чистого дисконтированного дохода необходимо рассчитать по следующей формуле:

$$\text{ЧДД} = -\sum I + \sum \frac{D}{(1+i)^t}, \quad (15)$$

где ЧДД – показатель чистого дисконтированного дохода, I – первоначальная сумма инвестиций, D – чистый денежный поток за период, i – ставка дисконтирования. Ставка дисконтирования равна 12%. Таким образом, можно рассмотреть инвестиционный проект при периоде 10 лет. Срок окупаемости установки подачи водородного топлива в топливную систему газовой турбины составит 7,6 лет с учетом затрат на оборудование и эксплуатационных расходов на производство водорода.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ:

1. Усовершенствована математическая модель и разработан алгоритм расчета теплофизических параметров рабочего тела газовой турбины ТЭС, работающей на топливе различного компонентного состава. Топливный газ рассматривается в виде химической

формулы, определяющей заданный элементный состав, что позволяет учитывать процессы образования CO_x , NO_x в отработавших газах.

2. Разработана математическая модель газотурбинной установки General Electric 6FA, в составе тепловой электрической станции, работающей на переменных режимах. Выполнена идентификация математической модели и получена апостериорная модель, относительная погрешность которой по сравнению с паспортными данными составляет не более 0,5%.

3. Выполнено расчетное исследование влияния различного компонентного состава топливного газа на параметры газотурбинной установки и на состав отработавших газов (O_2 , CO_2 , H_2O , CO , CH_4 , N_2 , NO , NO_2 , Ar).

4. Выявлено, что при сжигании природного газа, метана и водорода требуется практически равное количество сжимаемого воздуха в компрессоре, при этом мгновенный расход водорода меньше в 2,5 раза. Следовательно, система топливоподготовки ГТУ ТЭС должна проектироваться с учетом расходов топливного газа. Показана работа парогазовых энергоблоков на Казанских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 с учетом изменения компонентного состава топлива.

5. Проведено исследование изменения состава топливного газа Уренгойского месторождения в течение времени, что приводит к ухудшению энергетических характеристик топливного газа и повышению его расхода и соответственно увеличению выбросов CO , CO_2 , NO , NO_2 .

6. Выполнено расчетное исследование изменения состава топливного газа различного компонентного состава для городов Республики Татарстан в допустимом диапазоне по индексу Воббе. Показано, что изменение индекса Воббе оказывает влияние на работу ГТУ ТЭС, отклонение на 2, 8% приводит к увеличению расхода топлива до 4,69 кг/с, при этом происходит уменьшение расхода воздуха до 194 кг/с. Данные изменения энергетических характеристик приводят к снижению количества теплоты уходящих газов ГТУ на 4,2% и оказывают влияние на работу вспомогательного оборудования.

7. Выполнено расчетное исследование добавления водорода к природному газу, для повышения мощности стационарной ГТУ. Показано, что добавление 4,5% (3,293 м³/ч) водорода приводит к снижению расхода природного газа на 13%, при неизменной мощности газовой турбины 85 МВт, при этом не требуется модернизации топливной системы.

Итоги выполненного исследования, рекомендации и перспективы дальнейшей разработки темы

Выявленные зависимости энергетических и экологических характеристик газотурбинной установки в зависимости от компонентного состава создают теоретическую основу для разработки технологических схем на основе газотурбинных установок в составе ТЭС. Теоретические результаты могут найти применение на предприятиях топливно-энергетического комплекса при переходе на альтернативные топлива (водород, метан, синтез-газ).

Основные публикации по теме диссертации

Публикации в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Марьин Г. Е. Критерии выбора составов топлив при их сжигании в газотурбинных установках с незначительными переделками топливной системы / Г. Е. Марьин, Б. М. Осипов // Вестник Иркутского Гос.Техн.Ун-т. – 2020. – Т. 24. – № 2(151). – С. 356-365.

2. Марьин Г. Е. Влияние состава топлива на энергетические параметры газотурбинной установки / Г. Е. Марьин, Б. М. Осипов, П. Зунино, Д. И. Менделеев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – Т. 22. – № 5. – С. 41-51.

3. Менделеев, Д. И. Показатели режимных характеристик парогазового энергоблока ПГУ-110 МВт на частичных нагрузках / Д. И. Менделеев, Г. Е. Марьин, А. Р. Ахметшин // Вестник Казан.Гос.Энерг.Ун-т. – 2019. – Т. 11. – № 3(43). – С. 47-56.

4. Марьин Г. Е. Исследование применения водорода в качестве топлива для улучшения энергетических и экологических показателей работы газотурбинных установок / Г. Е. Марьин, Б. М. Осипов, А. Р. Ахметшин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 84-92.
5. Марьин Г. Е. Добавление водорода к топливному газу для повышения энергетических характеристик газотурбинных установок / Г. Е. Марьин, Б. М. Осипов, А. Р. Ахметшин, М. В. Савина // Вестник Иркутского Гос. Техн. Ун-та. – 2021. – Т. 25. – № 3(158). – С. 342-355.
6. Марьин Г. Е. Влияние водородного топлива на работу газотурбинной установки при работе на оптовом рынке электрической энергии и мощности / Г. Е. Марьин, Б. М. Осипов, А. Р. Ахметшин, А. Н. Горлов // Международный технико-экономический журнал. – 2022. – № 1. – С. 17-26. – DOI 10.34286/1995-4646-2022-82-1-17-26.
7. Марьин Г. Е. Газовая турбина, работающая в составе тепловой электрической станции с водородным накопителем / Г. Е. Марьин, Б. М. Осипов, А. В. Титов, А. Р. Ахметшин // Альтернативная энергетика и экология – 2023. – № 1 – С. 23-35. – DOI 10.15518
- Публикации в научных изданиях, индексируемых в Scopus:**
8. Marin, G. E. Research on the influence of fuel gas on energy characteristics of a gas turbine / G. E. Marin, B. M. Osipov, D. I. Mendeleev // E3S Web of Conferences Kazan: EDP Sciences, 2019. – P. 05063. – DOI 10.1051/e3sconf/201912405063.
9. D. I. Mendeleev Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants / D. I. Mendeleev, Y. Y. Galitskii, G. E. Marin, A. R. Akhmetshin // E3S Web of Conferences : Kazan: EDP Sciences, 2019. – P. 05061. – DOI 10.1051/e3sconf/ 201912405061.
10. Marin, G. E. Analysis of Changes in the Thermophysical Parameters of the Gas Turbine Unit Working Fluid Depending on the Fuel Gas Composition / G. E. Marin, D. I. Mendeleev, A. R. Akhmetshin // Vladivostok: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. – P. 8934021. – DOI 0.1109/FarEastCon.2019. 8934021.
11. Marin, G. Study of the operation of a 110 MW combined-cycle power unit at minimum loads when operating on the wholesale electricity market / G. Marin, D. Mendeleev, B. Osipov // E3S Web of Conferences RSES 2020Kazan : EDP Sciences, 2020. – P. 01077.
12. Marin, G Supply of additional working fluid to the flow part of the NK-8 gas turbine engine / G. Marin, B. Osipov, A. Akhmetshin // E3S Web of Conferences, Prague, 2020. – P. 01038.
13. Marin G Study of the effect of fuel temperature on gas turbine performance / G. Marin, D. Mendeleev, B. Osipov, A. Akhmetshin // E3S Web of Conferences, Prague, 2020. – P. 01033. – DOI 10.1051/e3sconf/202017801033.
13. Marin G. E. A study on the operation of a gas turbine unit using hydrogen as fuel / G. E. Marin, B. M. Osipov // Journal of Physics: Conference Series, Moscow, 2021. – P. 012055.
15. Mendeleev D. I. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants/ D. I. Mendeleev, Y. Y. Galitskii, Marin G. E. , A. R. Akhmetshin
16. Marin G. E. Improving the Performance of Power Plants with Gas Turbine Units/ Osipov B.M., Titov A.V., Akhmetshin A.R., Shubina A.S., Novoselova M.V.// 2022 4th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), 2022, Publisher: IEEE, art. no. 9974004, DOI: 10.1109 /SUMMA57301.2022.9974004
17. Marin G. E. Simulation of the operation of a gas turbine installation of a thermal power plant with a hydrogen fuel production system/ B.M.Osipov, A.V.TitovA.R., Akhmetshin// International Journal of Hydrogen Energy. [Volume 48, issue 12](#), 8 february 2023, pages 4543-4550.

Подписано в печать 29.06.2023. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.

Печать ризографическая. Усл. печ. л. 1,25. Тираж 100. Заказ № 2906/1.

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии «Вестфалика» (ИП Колесов В.Н.)

420111, г. Казань, ул. Московская, 22. Тел.: 292-98-92. e-mail: westfalika@inbox.ru