

## Имитационное моделирование работы мини-электростанции на древесных отходах

П.Н. Анисимов<sup>a</sup>, К.П. Рукомойников<sup>b</sup>, Ю.А. Ширнин<sup>c</sup>, И.В. Петухов<sup>d</sup>,  
С.Я. Алибеков<sup>e</sup>, Е.С. Шарапов<sup>f</sup>

Поволжский государственный технологический университет, пл. Ленина, 3, Йошкар-Ола, Республика Марий Эл

<sup>a</sup> AnisimovPN@volgatech.net, <sup>b</sup> RukomojnikovKP@volgatech.net, <sup>c</sup> ShirninYA@volgatech.net,

<sup>d</sup> PetuhovIV@volgatech.net, <sup>e</sup> AlibekovSY@volgatech.net, <sup>f</sup> SharapovES@volgatech.net

<sup>a</sup> <https://orcid.org/0000-0002-7789-2399>, <sup>b</sup> <https://orcid.org/0000-0002-9956-5081>, <sup>c</sup> <https://orcid.org/0000-0003-4509-1324>,

<sup>d</sup> <https://orcid.org/0009-0000-2365-4857>, <sup>e</sup> <https://orcid.org/0009-0009-8994-4481>, <sup>f</sup> <https://orcid.org/0000-0002-6500-5377>

Статья поступила 29.03.2024, принята 15.04.2024

*Целью данного исследования является повышение эффективности энергообеспечения технологических процессов в лесном комплексе путем разработки автономного источника энергии на древесном топливе. В работе выполнен обзор применяемых технологий и перспективных разработок в мире и в России для производства электрической энергии на основе древесного топлива на электростанциях малой мощности. Выявлена перспективность применения энергоустановок на основе газовых турбин для преобразования энергии древесных отходов лесозаготовок и лесопиления с целью производства электрической энергии — как использующих продукты прямого сгорания древесины, так и с использованием промежуточной газификации твердого древесного топлива. Также рассматривался вопрос перспективности применения в лесном комплексе оборудования с электрическим приводом вместо двигателя внутреннего сгорания на традиционном моторном топливе. Для достижения поставленной цели в работе решались задачи имитационного моделирования мини-электростанции на древесных отходах. Полученные результаты имеют практическое значение для прогнозирования показателей автономных источников энергии в лесном комплексе на основе газовых турбин и турбин органического цикла Ренкина на древесном топливе при работе в различных условиях окружающей среды. Результаты имитационных экспериментов в виде основных технологических параметров и параметров эффективности мини-электростанции на генераторном газе из древесины могут быть использованы при проектировании подобных энергоустановок, обосновании целесообразности их разработки, а также применения на том или ином объекте лесного комплекса при определении возможного эффекта от замены энергоустановок на невозобновляемом топливе. В результате численных экспериментов определены давления, температуры, расходы рабочих тел тепловых двигателей и теплоносителей, мощности и КПД мини-электростанции. Определены зависимость параметров от температуры наружного воздуха, а также влияние приставки органического цикла Ренкина на КПД газотурбинной установки.*

**Ключевые слова:** энергетическое использование древесных отходов; имитационное моделирование; автономная мини-электростанция; лесная промышленность.

## Simulation modeling of mini electric power plant operation on wood waste

P.N. Anisimov<sup>a</sup>, K.P. Rukomojnikov<sup>b</sup>, Yu.A. Shirnin<sup>c</sup>, I.V. Petukhov<sup>d</sup>, S.Ya. Alibekov<sup>e</sup>, E.S. Sharapov<sup>f</sup>

Volga State University of Technology; 3, Lenin Sq., Yoshkar-Ola, Republic of Mari El

<sup>a</sup> AnisimovPN@volgatech.net, <sup>b</sup> RukomojnikovKP@volgatech.net, <sup>c</sup> ShirninYA@volgatech.net,

<sup>d</sup> PetuhovIV@volgatech.net, <sup>e</sup> AlibekovSY@volgatech.net, <sup>f</sup> SharapovES@volgatech.net

<sup>a</sup> <https://orcid.org/0000-0002-7789-2399>, <sup>b</sup> <https://orcid.org/0000-0002-9956-5081>, <sup>c</sup> <https://orcid.org/0000-0003-4509-1324>,

<sup>d</sup> <https://orcid.org/0009-0000-2365-4857>, <sup>e</sup> <https://orcid.org/0009-0009-8994-4481>, <sup>f</sup> <https://orcid.org/0000-0002-6500-5377>

Received 29.03.2024, accepted 15.04.2024

*The purpose of this study is to improve the efficiency of energy supply of technological processes in the forest complex by developing an autonomous energy source based on wood fuel. The review of applied technologies and promising developments in the world and in Russia for the production of electrical energy on the basis of wood fuel at small power plants is carried out. The perspectivity of application of power units on the basis of gas turbines, for transformation of energy of wood waste from logging and sawmilling for the purpose of electric power generation, both using products of direct combustion of wood and with the use of intermediate gasification of solid wood fuel, is revealed. The question of the prospects of application in the forestry complex of equipment with electric drive instead of internal combustion engines on traditional motor fuel is also considered. In order to achieve this goal, the paper solves the problems of simulation modeling of a mini-electric power plant on wood waste. The results obtained are of practical importance for predicting the performance of autonomous energy sources in the forestry complex based on gas turbines and the Rankine organic cycle turbines using wood fuel when operating under various environmental conditions. The results of simulation experiments in the form of the main technological parameters and efficiency parameters of a mini-power plant using generator gas from wood can be used in the design of*

*similar power plants, substantiation of the feasibility of their development, as well as applied at a particular site of the forestry complex when determining the possible effect from replacing power plants using non-renewable fuels. As a result of numerical experiments, the pressures, temperatures, flow rates of working bodies of heat engines and heat carriers, power and efficiency of mini-electric power station are determined. The dependence of the parameters on the outdoor air temperature is figured out. The influence of the Rankine organic cycle attachment on the efficiency of the gas turbine plant is confirmed.*

**Keywords:** energy use of wood waste; simulation modeling; autonomous mini electric power plant; forest industry.

**Введение.** Автономное энергообеспечение в лесном комплексе является актуальной темой для исследований в области повышения эффективности лесной промышленности и лесного хозяйства. При всех видах рубок и в большинстве способов деревообработки в больших количествах образуются древесные отходы, которые могут быть использованы в качестве топлива. В частности, лесосечные отходы рубок главного пользования, рубок ухода, осветления, прореживания, санитарных рубок могут быть превращены в топливную щепу.

На лесных территориях высокой природоохранной ценности и в рекреационных лесах должны проводиться работы по очистке от валежника, сухостоя, удалению отмирающих нижних сучьев [1]. Иначе, отмечается в исследованиях, при отсутствии ухода в полнотных насаждениях возрастом 15–40 лет неизбежно возникновение повальных пожаров [2], несущих максимальный ущерб. При реализации этих и других мероприятий также возможно получение большого количества древесного топлива в виде щепы.

Специалисты отрасли отмечают, что перевод предприятий лесопромышленного комплекса на автономные источники электрической и тепловой энергии, вырабатываемой с использованием древесного топлива, является существенным фактором повышения их эффективности [3; 4]. Есть мнение, что следует использовать древесное топливо не только в стационарных энергетических установках, но и для перевода гусеничной и колесной техники с жидкого топлива на генераторный газ [4]. Также предлагается применение для лесосечных и лесоскладских работ электропил с питанием от газогенераторных электростанций на автомобильных шасси. В условиях постоянного роста топливной составляющей в себестоимости товарной древесины к снижению ее стоимости может привести замена традиционных моторных топлив на топливо из древесины [4].

Преимуществами использования древесного топлива перед традиционным моторным топливом являются более низкая стоимость, более полное использование древесных ресурсов, меньшая зависимость от привозного топлива и большая автономность.

Для крупных предприятий исследователи рекомендуют производить электроэнергию в цикле Ренкина с использованием прямого сжигания древесного топлива. Основными аргументами в пользу данной технологии приводятся ее широкая апробированность, а также наличие производимого для нее в России такого оборудования, как паровые котлы и паровые турбины [3]. Действительно, в настоящее время в России имеются серийные производства паровых турбин широкого диапазона мощностей, а

некоторые предприятия предлагают индивидуальное изготовление турбин для водяного пара по параметрам давления заказчика и необходимой мощности, начиная от 50 кВт [5]. Паровые котлы и турбины отличаются высокой надежностью и относительно простым устройством.

Электростанции с пароводяным рабочим телом применимы прежде всего на крупных предприятиях в качестве стационарных объектов, они материалоемки, в холодном климате требуют размещения внутри зданий и сооружений. Для энергообеспечения технологических процессов, выполняемых на лесосеке, на временных складах и производственных площадках при помощи передвижных производственных комплексов временного размещения, в том числе многооперационными лесосечными машинами, применимы более мобильные источники энергии на топливе из древесины, такие как двигатели внутреннего сгорания (ДВС), газовые мини- и микро-турбины, двигатели Стирлинга, турбины органического цикла Ренкина (ОЦР), твердооксидные высокотемпературные топливные элементы, термоэлектрические генераторы на эффекте Зеебека. Каждый из этих генераторов имеет свои преимущества и недостатки.

Следует рассмотреть текущее состояние разработок и опыта эксплуатации вышеперечисленного оборудования для производства энергии за счет древесного топлива. В настоящее время автономное энергоснабжение в лесу обеспечивается при помощи бензомоторного инструмента и техники с дизельными ДВС. На заре механизации лесозаготовительной отрасли в СССР автономное энергоснабжение обеспечивали тысячи ДВС с газогенераторами на древесине. Они использовались и в качестве двигателей трелевочных тракторов и грузовых автомобилей, и в составе мобильных электростанций. Передвижные электростанции на древесном топливе на лесозаготовках обеспечивали работу лебедок, ручных электропил, электросучкорезок, осветительных установок [6]. Затем газогенераторные ДВС были полностью вытеснены более мощными дизельными двигателями, а ручной электроинструмент — бензомоторным.

Основными недостатками газогенераторных двигателей по сравнению с дизельными были долгий запуск в работу, высокая металлоемкость и относительно низкая мощность, необходимость подготовки для их работы древесного топлива [6].

Недостатками ручного электроинструмента на лесосеке по сравнению с бензомоторным являлись необходимость при работе перетаскивать и переключать электрический кабель, относительная опасность работы в мокрую погоду [6]. Что касается

лесных складов и лесопильных производств, то ручные электропилы наряду с автоматизированными линиями широко используются и сейчас [7]. Кроме того, рассматривается внедрение в технологии рубок профессиональных аккумуляторных электропил, которые уже сейчас имеют достаточную производительность — 40,3 см<sup>2</sup>/с при рубках ухода в тонкомерных насаждениях [8].

В настоящее время поршневые ДВС, специально предназначенные для работы на генераторном газе, в России серийно не производятся, для этих целей переделывают серийные дизельные и газодизельные двигатели. Имеются разработки и экспериментальные образцы, есть отдельные исследования по совершенствованию поршневых двигателей, предназначенных для работы на газифицированном топливе [9–11]. Сейчас ведется строительство первых в России электростанций на полигонах ТБО Подмосквы с зарубежными газопоршневыми установками, предназначенными для сжигания биогаза анаэробного сбраживания ТКО, а также свалочного газа [12].

Газовые микротурбины для автономного энергоснабжения мощностью от нескольких единиц до нескольких десятков и сотен кВт появились на рынке относительно недавно, это, в основном, зарубежные установки. В России также имеются собственные производства, предлагающие изготовление газовых микро- и мини-турбин и автономных электростанций на их основе. Например, газотурбинный электроагрегат АПН-18 мощностью от 16 кВт, блочно-модульная мини-электростанция ГТЭА 100 мощностью от 100 кВт, среди возможных топлив которой упоминаются биогаз и биодизель [13]. Авторам неизвестен отечественный опыт эксплуатации газовых турбин на генераторном газе из древесины. В России имеются разработки газовых турбин на синтезгазе, полученном газификацией угля [14], исследуется применение синтезгаза из торфа [15]. Есть разработки камер сгорания альтернативного топлива в ГТУ, в том числе для сжигания синтезгаза, полученного газификацией древесины [16], систем очистки генераторного газа для газовых турбин. Имеется опыт применения газовых микротурбин для утилизации попутного нефтяного газа [13]. В нашей стране имеются производства полного цикла транспортных газовых турбин на природном газе мощностью от единиц мегаватт, которые могут использоваться для выработки электроэнергии [17].

Газовые микротурбины и поршневые ДВС имеют в сравнении друг с другом как преимущества, так и недостатки. Среди недостатков поршневых ДВС на генераторном газе по сравнению с турбинами отмечают большую чувствительность двигателя к изменению состава топливного газа в процессе работы, подаваемого на сжигание, большой расход моторного масла, обязательную глубокую очистку газа от примесей [18]. В зависимости от способа газификации и методов очистки генераторного газа в нем может содержаться разное количество вредных примесей, таких как смолы и пары кислот [19], они могут приводить к засорению и коррозии системы

топливоподачи, а также вступать в химические реакции с моторным маслом ДВС [18]. Среди преимуществ газовых микро- и мини-турбин на генераторном газе по сравнению с поршневыми ДВС отмечают более плавное изменение мощности при нестабильном составе газа, большую удельную мощность высокооборотистых турбин, высокий моторесурс при постоянной работе.

В то же время, производимые сейчас газовые микротурбины имеют и некоторые недостатки по сравнению с газопоршневыми двигателями: необходимость точной балансировки ротора турбины, выполняемой на специальном оборудовании, сложность и высокая точность изготовления отдельных узлов турбины и соответственно высокие требования к квалификации ремонтного персонала и оборудованию, низкая скорость изменения мощности вслед за изменением нагрузки, как следствие, необходимость установки аккумуляторов электрической энергии при работе в качестве автономного источника энергии [20]. Однако отмечается, что многие технические проблемы имеют решение, и газовые турбины малой мощности являются перспективным направлением для автономных источников энергии на органическом топливе [21].

В России имеются единичные установки органического цикла Ренкина, в частности на геотермальных электростанциях [22]. В Европе имеется многолетний положительный опыт эксплуатации электростанций на биомассе, в том числе древесины, с установками ОЦР [23]. В Европе и США имеются электростанции на газифицированной биомассе и других растительных отходах как с поршневыми газовыми ДВС, так и с газовыми турбинами [24; 25]. В частности, в США построена мини-электростанция мощностью 5,8 МВт с газовой турбиной на продуктах сгорания древесины, где используются сжигание древесины под высоким давлением, фильтрация горячих продуктов сгорания и направление их в газовую турбину [26].

Представленный обзор показывает, что технологии выработки энергии с использованием древесного топлива разнообразны и постоянно совершенствуются. Выбор конкретной технологии, ее дальнейшая проработка и совершенствование должны проводиться совместно с выбором технологии лесозаготовки. Их оптимальное сочетание может в совокупности дать максимальных эффект. К примеру, некоторыми специалистами отрасли называется перспективной технология заготовки деревьями [3], при которой энергоемкие и трудоемкие операции по удалению сучьев и раскряжке выполняются на лесном складе. Это расширяет возможности автономного энергообеспечения и упрощает его внедрение.

**Постановка задачи.** Проанализировав состояние науки и техники в области автономных источников энергии на основе древесного топлива, можно сделать вывод о перспективности газотурбинных энергоустановок с прямым сжиганием древесины, а также с предварительной газификацией твердого топлива. Схема и состав оборудования автономной мини-электростанции являются вариативными и зависят

от области применения, условий эксплуатации, режима работы, ожидаемых характеристик. Для исследования различных компоновочных схем автономного источника энергии для энергообеспечения лесозаготовительных и деревообрабатывающих производств необходимо разработать имитационную модель мини-электростанции на основе газотурбинной установки с утилизацией теплоты отработавших газов в установке органического цикла Ренкина.

Задачами моделирования являлись получение временных графиков вырабатываемой мощности в переходном процессе запуска энергоустановки, определение ее основных номинальных параметров, определение зависимости основных параметров от температуры окружающей среды, построение зависимости КПД мини-электростанции от температуры наружного воздуха.

**Методы исследования.** Решение поставленных задач выполнено методами имитационного моделирования и вычислительного эксперимента. Для имитационного моделирования выбрана прикладная программа *SimInTech*, которая располагает достаточно широкими возможностями динамического моделирования технических систем. Позволяет выполнить модель, имитирующую работу электростанции, и исследовать ее функционирование с заданными параметрами окружающей среды, мощности, максимальных температур и давлений рабочих тел и теплоносителей.

Функциональная схема моделируемой установки представлена на рис. 1 и работает следующим образом: сырая щепа загружается в устройство подготовки древесного топлива 1, где происходит его сушка; сухая щепа поступает в газогенератор 2, в который через подогреватель 3 центробежным вентилятором высокого давления 4 нагнетается горячий воздух; произведенный горячий генераторный газ проходит теплообменник 3 и поступает в газоочистное устройство 5; очищенный газ сжимается топливным компрессором 6 и вместе со сжатым воздушным компрессором 7 воздухом подается в камеру сгорания ГТУ 8; горячие продукты сгорания высокого давления совершают полезную работу расширения в газовой турбине 10, приводящей в движение вал 9, на котором находятся топливный и воздушный компрессоры, а также электрогенератор ГТУ 11; выработанная электроэнергия проходит регулятор-преобразователь 12 и попадает в блок аккумуляторов или направляется в электрическую сеть потребителя.

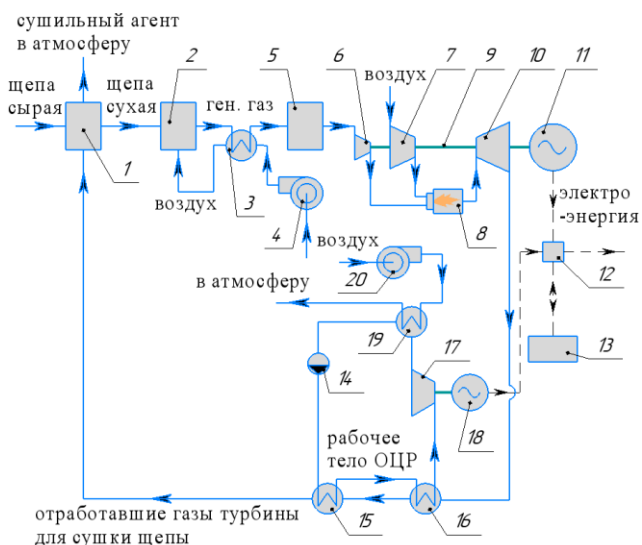


Рис. 1. Схема энергоустановки

Отработавшие газы ГТУ направляются сначала в качестве греющего теплоносителя в установку ОЦР, а затем, в качестве сушильного агента, в устройство подготовки древесного топлива 1. Установка ОЦР состоит из циркуляционного насоса 14, подающего рабочее тело органического цикла Ренкина в испаритель 15; пароперегревателя 16, в котором увеличивается температура пара низкокипящего рабочего тела; паровой турбины 17; электрогенератора 18; конденсатора 19 и центробежных вентиляторов высокого давления 20, подающих атмосферный воздух для отвода теплоты конденсации отработавшего в турбине 17 пара. Охлаждающий воздух затем удаляется в атмосферу.

Разработка математических моделей в *SimInTech* происходит в виде структурного проектирования логико-динамических систем, описываемых во входо-выходных отношениях [27]. Имитационная модель была создана в графической среде разработки данной программы с использованием встроенной библиотеки «Теплогидравлика», которая позволяет компоновать между собой отдельные структурные элементы, математически описывающие процессы динамики жидкости и газов, тепло- и массообмена в каналах, термодинамических процессов преобразования энергии в тепловых двигателях и нагнетателях в виде систем дифференциально-алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = f(x(t), u(t), t); \\ y(t) = g(x(t), u(t), y(t), t), \\ \begin{cases} x_{k+1} = f_d(x_k, u_k); \\ y_k = g_d(x_k, u_k, y_k), \end{cases} \end{cases} \quad (1)$$

где  $x$ ,  $u$ ,  $y$  — векторы состояний, входов и выходов соответственно;  $f(x, u)$ ,  $g(x, u, y)$  — известные нелинейные функции;  $k$  — индекс такта квантования по времени дискретной системы.

В соответствии с принципиальной схемой установки (рис. 1) в программной среде была создана структурная схема из элементов библиотеки

«Теплогидравлика»: каналов, внутренних узлов и подпитки — для имитации внутренних объемов гидравлических контуров; граничных узлов — для имитации связи открытых контуров с атмосферным воздухом; плоских и цилиндрических стенок и тепловых граничных условий — для моделирования теплообмена между контурами; ступеней турбин, компрессора и насосов — для имитации процессов в тепловых двигателях и нагнетателях; валов и электромеханических генераторов, соединенных механическими связями со ступенями турбин и компрессора — для моделирования преобразования механической энергии.

Ниже приведем некоторые уравнения, решаемые в процессе численного моделирования. Для элементов типа «канал» решаются уравнения сохранения массы, импульса, энергии. Одномерное уравнение сохранения массы для канала с переменным поперечным сечением имеет общий вид:

$$\frac{\partial(\rho \cdot S)}{\partial \tau} + \frac{\partial(\rho \cdot \vartheta \cdot S)}{\partial x} = 0, \quad (2)$$

где  $\rho$  — плотность жидкости;  $\vartheta$  — скорость жидкости;  $S$  — площадь проходного сечения канала;  $\tau$  — время,  $x$  — пространственная координата.

После замены скорости на массовый расход, а производной плотности по времени через частные производные плотности по давлению и по энтальпии в результате интегрирования по длине контрольного объема уравнение сохранения массы принимает вид:

$$\left( \left( \frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_h + \frac{\rho}{S} \cdot \frac{\partial S}{\partial P} \right) \cdot \frac{\partial P}{\partial \tau} = \frac{1}{V} \cdot [G_j - G_{j+1}] - \left( \frac{\partial \rho}{\partial h} \right)_P \cdot \frac{\partial h}{\partial \tau}, \quad (3)$$

где  $P$  — давление теплоносителя (или рабочего тела);  $h$  — его удельная энтальпия;  $S$  — площадь поперечного сечения;  $G$  — массовый расход;  $V$  — объем расчетной ячейки.

Общее уравнение движения среды в одномерном приближении:

$$\rho \cdot \frac{\partial V}{\partial \tau} + \rho \cdot V \cdot \frac{\partial V}{\partial x} = - \frac{\partial P}{\partial x} - \rho \cdot g \cdot \cos(\theta) - \rho \cdot K \cdot V \cdot |V| + R_{mom}, \quad (4)$$

где  $\theta$  — угол между осью канала и направлением вектора силы тяжести;  $K$  — коэффициент трения на стенке канала;  $R_{mom}$  — источник импульса [27].

Дифференциальное уравнение сохранения энергии для элементарного объема имеет вид:

$$\rho \cdot \frac{\partial h}{\partial \tau} + \frac{G}{S} \cdot \frac{\partial h}{\partial x} - \left( \frac{\partial P}{\partial \tau} + V \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \right) = Q - \left( \frac{\partial W_x}{\partial x} + \frac{\partial W_y}{\partial y} \right), \quad (5)$$

где  $Q$  — мощность объемных источников энерговыделения;  $W_x$  и  $W_y$  — соответственно продольная и поперечная составляющие плотности теплового потока, выходящего из рассматриваемого объема.

Моделирование ступеней осевого компрессора и газовых турбин выполняется с использованием универсальных характеристик. Для ступени турбины выполняется вычисление коэффициента

сопротивления, определяющего перепад давления на ступени турбины. Коэффициент сопротивления находим из соотношений:

$$\varepsilon = \left[ \left( k_\varepsilon \cdot \frac{\Delta P \cdot 2 \cdot S^2 \cdot \rho}{G^2} \right) \cdot \left( \frac{1}{k_\varepsilon \cdot S^2 \cdot \rho} \right) \cdot (S_{тек}^2 \cdot \rho_{тек}) \right. \\ \left. k_\varepsilon \cdot \Delta P \cdot \frac{1}{k_\varepsilon} \cdot \left( \frac{2 \cdot S_{тек}^2 \cdot \rho_{тек}}{G_{тек}^2} \right) \right], \quad (6)$$

где  $k_\varepsilon$  — коэффициент перевода единиц измерения; индекс «тек» обозначает текущие значения параметров на выходе из турбины;  $\Delta P = P_{out} - P_{in}$  — перепад давлений в компрессоре или турбине.

В начальный момент (в начале вычисления)  $\Delta P$  имеет какое-либо значение, в последующие шаги вычисления  $P_{out}$  определяется из соотношения:

$$P_{out} = \frac{P_{in}}{\varepsilon}. \quad (7)$$

Мощность на валу газовой турбины ГТУ и паровой турбины ОЦР вычисляется по формуле:

$$N^T = G \cdot \Delta h_{ад} \cdot \eta_{oi}, \quad (8)$$

где  $\Delta h_{ад}$  — адиабатический теплоперепад;  $\eta_{oi}$  — внутренний индикаторный КПД.

Момент на валу определяется выражением:

$$M = \frac{N^T}{2 \cdot \pi \cdot n}, \quad (9)$$

где  $n$  — частота вращения,  $G_{ц}$ .

Мощность на валу компрессоров определяется как максимальное значение из выражений:

$$N^{K ГТУ} = \left[ \frac{G \cdot \Delta h_{ад}}{\eta_{oi}} \right. \\ \left. N_0^{K ГТУ} \cdot \left( \frac{n}{n_{ном}} \right)^3 \right], \quad (10)$$

где  $N_0^{K ГТУ}$  — мощность холостого хода при номинальных оборотах и нулевом расходе;  $n_{ном}$  — номинальная частота вращения,  $G_{ц}$ .

Приращение тепловой мощности потока воздуха (газа) в компрессоре определяется формулой:

$$Q = \frac{G \cdot \Delta h_{ад}}{\eta_{oi}}. \quad (11)$$

Значения изменения величин, определенные из выражений (11) и (7), передаются расчетному ядру для решения уравнений (2) – (5) и определения параметров системы.

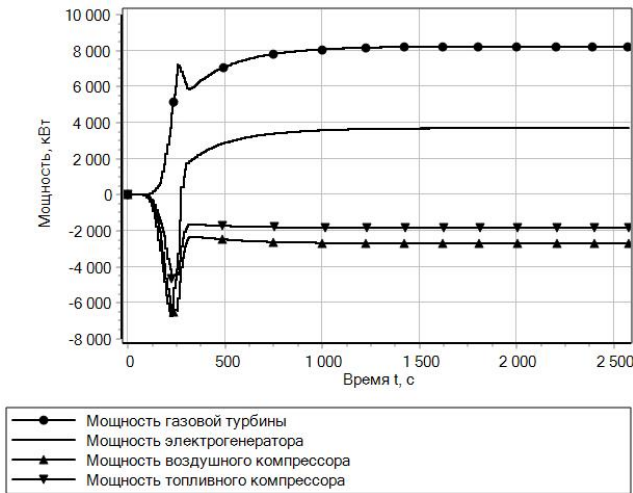
Основные параметры настройки расчетного ядра: тип модели — гомогенная сжимаемая в узлах; тип расчета — динамический; минимальный шаг интегрирования — 0,001 с; максимальный шаг интегрирования — 0,05 с; начальный шаг интегрирования — 0,01 с. Параметры точности расчета: относительная ошибка — 0,0001; шаг синхронизации — 0,05 с.

Мощность на валу электрогенератора определяется по формуле:

$$N^{ЭГ ГТУ} = N^T ГТУ - N^{ВК ГТУ} - N^{ГК ГТУ}. \quad (12)$$

Текущая частота вращения ротора определяется в вычислительном блоке ротора в зависимости от значений моментов турбины и компрессоров, определенных по формуле (9).

**Результаты моделирования.** В результате проведенных численных экспериментов с использованием среды *SimInTech* получены значения основных параметров мини-электростанции на генераторном газе из древесины, а также графики зависимости мощности от времени (рис. 2 и 3) и КПД от температуры наружного воздуха (рис. 4).



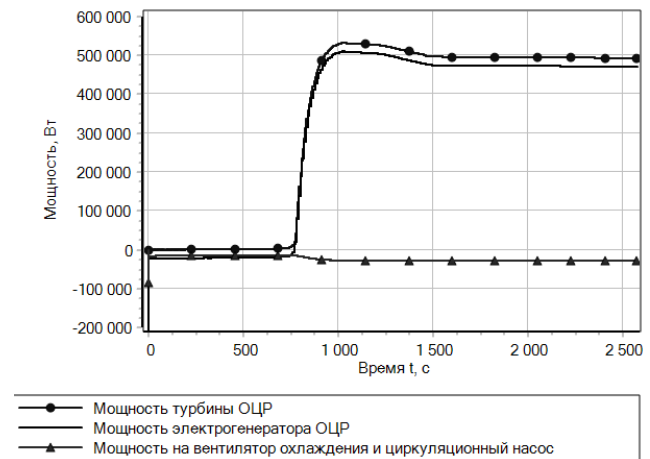
**Рис. 2.** Динамика изменения мощности элементов ГТУ при запуске

На графиках рис. 2 показана динамика мощности газотурбинной установки электрической мощностью 3,6 МВт с газовой турбиной мощностью 8,1 МВт при пуске из холодного состояния. Видно, что продолжительность переходного процесса с момента пуска до выхода газовой турбины на номинальную мощность составляет примерно 30 мин. Время запуска газогенератора из холодного состояния при моделировании не учитывалось, и в начале отчета времени газогенератор условно находился в горячем состоянии и обеспечивал производство газа в необходимом количестве.

Мощность на валу электрогенератора определяется как разница мощности на валу газовой турбины и мощностей воздушного и топливного компрессоров. Потребляемая мощность топливного компрессора близка к мощности воздушного компрессора. Это связано с особенностью состава генераторного топливного газа, полученного из древесины. Для полного сгорания топлива отношение массы воздуха к массе генераторного газа, подаваемого в камеру сгорания, с учетом коэффициента избытка воздуха 1,2 по сравнению со стехиометрическим соотношением равно в среднем 1,47.

На графиках рис. 3 показана динамика мощности турбогенератора ОЦР мощностью 0,45 МВт при пуске из холодного состояния. Видно, что продолжительность выхода на полную мощность турбины ОЦР составляет также примерно 30 мин.

Значительное сокращение времени пуска паротурбинной установки на низкокипящем рабочем теле (фреон 113) по сравнению с ранее опубликованными результатами моделирования [28] путем исключения из схемы регенератора ГТУ и изменения алгоритма пуска установки. В предыдущей версии имитационной модели регулирование циркуляционного насоса осуществлялось путем поддержания постоянной разницы напоров на выходе и входе в него, регулирование системы охлаждения конденсатора отсутствовало. Вследствие этого в момент пуска расход рабочего тела ОЦР оказывался завышенным, а охлаждение в конденсаторе — избыточным. Как следствие, в модели было завышено время разогрева и испарения рабочего тела в контуре. В новой версии модели имитация пуска контура ОЦР оптимизирована и более приближена к реально осуществимому алгоритму. Также сокращению времени пуска паровой турбины способствует отсутствие регенератора в схеме ГТУ и направление горячих отработавших газов сразу в перегреватель и испаритель. Исключение регенератора в рассматриваемой схеме приводит к незначительному изменению КПД энергоустановки.



**Рис. 3.** Динамика изменения мощности элементов ОЦР при запуске

На КПД мини-электростанции значительно влияет температура наружного воздуха. Эта зависимость была определена эмпирическим методом, путем выполнения серии численных экспериментов.

КПД выработки электроэнергии при помощи ГТУ, работающей совместно с установкой ОЦР, определялся следующим образом:

$$\eta_{Н}^{СТ} = \frac{N_{ЭГ ГТУ} \cdot \eta_{М}^{ЭГ ГТУ} \cdot \eta_{Э}^{ЭГ ГТУ} + N_{ЭГ ОЦР} \cdot \eta_{М}^{ЭГ ОЦР} \cdot \eta_{Э}^{ЭГ ОЦР} - W_{СН ГТУ} - \frac{N_{ОХЛ}}{\eta_{М}^{ЭП ВЕНТ} \cdot \eta_{Э}^{ЭП ВЕНТ}} - \frac{N_{НАС}}{\eta_{М}^{ЭП НАС} \cdot \eta_{Э}^{ЭП НАС}}}{G_{Г}^{КС} \cdot Q_{Н Г}}, \quad (13)$$

где  $\eta_M^{ЭГ ГТУ}$  и  $\eta_Э^{ЭГ ГТУ}$  — механический и электрический КПД электрогенератора ГТУ соответственно;  $\eta_M^{ЭГ ОЦР}$  и  $\eta_Э^{ЭГ ОЦР}$  — механический и электрический КПД электрогенератора ОЦР;  $\eta_M^{ЭП ВЕНТ}$  и  $\eta_Э^{ЭП ВЕНТ}$  — механический и электрический КПД электропривода центробежных вентиляторов высокого давления системы охлаждения конденсатора установки ОЦР;  $\eta_M^{ЭП НАС}$  и  $\eta_Э^{ЭП НАС}$  — механический и электрический КПД электропривода циркуляционного насоса рабочего тела контура установки ОЦР;  $G_r^{КС}$  — расход топлива в камеру сгорания ГТУ, кг/с;  $Q_{нг}^P$  — низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, поступающего в камеру сгорания ГТУ, кДж/кг.

На рис. 4 и в табл. 1 видно резкое снижение КПД при повышении температуры наружного воздуха выше 20 °С. Это обусловлено следующими факторами: увеличением расхода энергии на собственные нужды для подачи большего объема охлаждающего воздуха с помощью центробежного вентилятора высокого давления; плохим охлаждением конденсатора контура ОЦР; увеличением температуры и давления в конденсаторе и, как следствие, снижением мощности паровой турбины, а также связано с тем, что увеличение температуры атмосферного воздуха на входе в компрессор ГТУ приводит к увеличению его мощности.

Таблица 1. Основные параметры мини-электростанции в зависимости от температуры окружающей среды

Температура наружного воздуха	Тепловой эквивалент расхода топлива в камере сгорания ГТУ	Мощность на валу электрогенератора ГТУ	Мощность газовой турбины ГТУ	Мощность на валу электрогенератора ОЦР	Расход охлаждающего воздуха	Мощность на валу топливного компрессора ГТУ	Мощность на валу воздушного компрессора ГТУ	КПД
t	$Q_r$	$N^{ЭГ ГТУ}$	$N^{Т ГТУ}$	$N^{ЭГ ОЦР}$	$G_B^{ОЦР}$	$N^{ГК ГТУ}$	$N^{ВК ГТУ}$	$\eta_{ст}$
°С	кВт	кВт	кВт	кВт	кг/с	кВт	кВт	%
30	10 110	2 909	7 622	131,6	104	1 841	2 867	25,93
25	10 396	3 025	7 702	204,7	88	1 817	2 853	26,99
20	10 633	3 141	7 781	254,4	85,7	1 801	2 833	27,75
15	10 836	2 821	7 878	287,8	83,4	1 784	2 821	28,38
10	11 038	3 340	7 934	323,5	69,1	1 792	2 796	28,89
5	11 172	3 410	7 990	350,4	61,8	1 799	2 775	29,3
0	11 306	3 478	8 049	376,1	61,3	1 807	2 757	29,69
-5	11 445	3 548	8 107	401,4	58,4	1 815	2 738	30,07
-10	11 586	3 621	8 168	427,7	56,7	1 823	2 718	30,46
-15	11 740	3 698	8 233	463,9	55,7	1 832	2 698	30,9
-20	11 876	3 767	8 295	477	52,4	1 846	2 677	31,19
-25	12 012	3 840	8 346	492	51,8	1 857	2 643	31,45
-30	12 156	3 910	8 412	529,6	49,4	1 870	2 625	31,71

С ростом температуры наружного воздуха уменьшается расход топлива, поскольку растет температура воздуха, подаваемого в камеру сгорания, уменьшаются тепловые потери, а температура продуктов сгорания на входе в газовую турбину при моделировании ограничена значением 1 030 °С. Мощность топливного компрессора сначала уменьшается с увеличением температуры наружного воздуха вследствие снижения расхода газа, а затем возрастает. Рост мощности топливного компрессора, несмотря на снижение расхода, объясняется увеличением температуры и удельного объема сжимаемого газа.

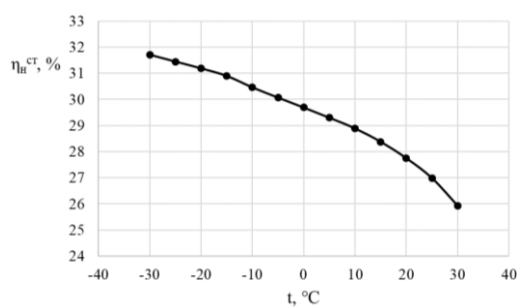


Рис. 4. Зависимость КПД мини-электростанции от температуры наружного воздуха

Таблица 2. Номинальные параметры мини-электростанции при температуре окружающей среды -10 °С

Наименование параметра	Значение	Обозначение	Единицы измерения
------------------------	----------	-------------	-------------------

Газотурбинная установка			
Расход генераторного газа в камеру сгорания	4,8	$G_T^{KC}$	кг/с
Расход воздуха в камеру сгорания	7,12	$G_B^{KC}$	кг/с
Расход газов (продуктов сгорания) в газовую турбину	11,9	$G^{GTU}$	кг/с
Температура газов на входе в газовую турбину	1 025	$t_{вх}^{GTU}$	°С
Температура газов на выходе из турбины	416	$t_{вых}^{GTU}$	°С
Давление газов на входе в турбину	630	$p_{вх}^{GTU}$	кПа
Давление газов на выходе из турбины	120	$p_{вых}^{GTU}$	кПа
Мощность электроэнергии на собственные нужды газогенератора и ГТУ	39,3	$W_{CH}^{GTU}$	кВт
Мощность газовой турбины	8 165	$N^{GTU}$	кВт
Мощность воздушного компрессора ГТУ	2 719	$N^{BK\ GTU}$	кВт
Мощность топливного компрессора ГТУ	1 824	$N^{FK\ GTU}$	кВт
Электрическая мощность электрогенератора ГТУ	3 434	$W^{ЭГ\ GTU}$	кВт
Общий электрический КПД энергоустановки без установки ОЦР	27,19	$\eta_H^{GTU}$	%
Паротурбинная установка ОЦР			
Температура отработавших газов ГТУ на входе в пароперегреватель ОЦР	416	$t_{вых}^{GTU}$	°С
Температура отработавших газов ГТУ на входе в испаритель ОЦР	395	$t_{вх}^{ИСП}$	°С
Температура отработавших газов ГТУ на выходе из испарителя ОЦР	258	$t_{вых}^{ИСП}$	°С
Температура пара фреона на выходе из испарителя	173	$t_{фр\ вых}^{ИСП}$	°С
Температура пара фреона на выходе из пароперегревания (на входе в турбину ОЦР)	207	$t_{фр\ вх}^T\ ОЦР$	°С
Температура фреона на выходе из турбины ОЦР	60	$t_{фр\ вых}^T\ ОЦР$	°С
Давление фреона на выходе из турбины ОЦР	89,6	$p_{фр\ вых}^T\ ОЦР$	кПа
Температура фреона на выходе из конденсатора	28,8	$t_{фр\ вых}^{KH}$	°С
Расход рабочего тела (фреона) в турбину ОЦР	7,62	$G_{фр}^T\ ОЦР$	кг/с
Расход охлаждающего конденсатор атмосферного воздуха	56,7	$G_B^{KH}$	кг/с
Мощность электроприводов центробежных вентиляторов охлаждения конденсатора	25,9	$N^{ОХЛ}$	кВт
Мощность турбины ОЦР	468	$N^T\ ОЦР$	кВт
Мощность привода циркуляционного насоса рабочего тела ОЦР	12,8	$N^{НАС}$	кВт
Электрическая мощность генератора ОЦР	421,8	$W^{ЭГ\ ОЦР}$	кВт
Общий электрический КПД энергоустановки	30,46	$\eta_H^{СТ}$	%

При температуре окружающей среды 25 °С и выше затруднено воздушное охлаждение конденсатора ОЦР, и необходимо использовать испарительное охлаждение, т. е. кроме обдува производить орошение поверхности конденсатора водой. При температуре наружного воздуха 30 °С мощность центробежного вентилятора составляет более 130 кВт, при этом полезная мощность на валу генератора ОЦР менее 130 кВт. Максимальный электрический КПД мини-электростанции с учетом выработки ОЦР при температуре наружного воздуха 30 °С не выше 25,93 %. При отключении модуля ОЦР и использовании рекуперации теплоты горячих отработавших газов на выходе из газовой турбины максимальный электрический КПД составляет 25,5 %. Таким образом, при температуре 30 °С и выше целесообразно задействовать только ГТУ, без использования контура ОЦР.

В табл. 2 представлены основные параметры мини-электростанции в установившемся номинальном режиме работы при температуре окружающего воздуха –10 °С.

**Заключение.** Представлены результаты исследований, направленных на решение задач разработки энергоустановки для автономного энергообеспечения на основе ГТУ на генераторном газе из древесины.

Выполнено имитационное моделирование схемы энергоустановки с утилизацией теплоты отработавших газов турбины в установке ОЦР с низкокипящим рабочим телом. Результаты моделирования подтверждают работоспособность предложенной схемы и могут быть использованы для дальнейшей более детальной проработки элементов установки. Полученные значения давлений, температур, расходов теплоносителей и рабочих тел установки могут использоваться в качестве предварительных граничных условий для конструктивных расчетов теплообменных



аппаратов, нагнетателей и тепловых двигателей энергоустановки.

Полученные значения номинальных параметров установки при температуре окружающего воздуха – 10 °С, зависимости электрического КПД от температуры наружного воздуха дают представление о возможной эффективности установки и могут быть использованы для сравнения и сопоставления с аналогами и традиционными энергоустановками, применяемыми сейчас в лесном комплексе.

#### Литература

- Бабилов Б.В., Субота М.Б. Формирование и динамика биотопа культур сосны на торфяных почвах после гидромелиорации // Изв. высш. учеб. заведений. Лесной журнал. 2020. № 4 (376). С. 27-39.
- Манаенков А.С., Егорова Е.В. Лесообразование и пожарная опасность в монокультурах сосны на территории засушливых областей // Изв. Нижневолжского агроуниверситетского комплекса: наука и высш. профессиональное образование. 2013. № 3 (31). С. 1-6.
- Суханов В.С. Роль биоэнергетики в повышении эффективности работы лесопромышленного комплекса России // Вестн. Московского гос. ун-та леса. Лесной вестн. 2010. № 4. С. 5-11.
- Кошелев А.А., Куртова Э.В., Щелоков Я.М. Нетоварная древесина как топливно-энергетический ресурс // Энергия: экономика, техника, экология. 2012. № 11. С. 49-55.
- Паровые турбины серии PRT [Электронный ресурс]. URL: [https://parsons-company.com/production/paroviye\\_turbini\\_serii\\_prt/](https://parsons-company.com/production/paroviye_turbini_serii_prt/) (дата обращения: 23.09.2011).
- Шегельман И.Р. Лесные трансформации (XV-XXI вв.). Петрозаводск: Изд-во ПетрГУ, 2008. 240 с.
- Муравьева М.А., Назарова О.Г., Силаева В.В. Инновационное направление развития регионального лесного сектора экономики [Электронный ресурс]. URL: <https://izd-mn.com/PDF/09MNNPM17.pdf> (дата обращения: 11.09.2023).
- Мехренцев А.В., Уразова А.Ф., Крысанов С.М. Исследование применения моторных пил с электроприводом в технологическом процессе интенсивного ведения лесного хозяйства // Леса России и хозяйство в них. 2021. Т. 78, № 3. С. 55-62.
- Гусаков С.В., Афанасьева И.В., Мурад Х. Анализ возможности применения топлив с низкой удельной теплотой сгорания в ДВС // Транспорт на альтернативном топливе. 2011. № 2 (20). С. 34-37.
- Попов А.В., Рыжков И.В., Рыжков А.Ф. Опыт создания газогенераторной ТЭЦ-ДВС // Науч. труды VI отчетной конф. молодых ученых ГОУ ВПО УГТУ-УПИ: сб. ст. В 2-х ч. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2004. Ч. 1. С. 203-206.
- Цибульский С.А., Ларионов К.Б. Численные исследования двигателя внутреннего сгорания дизеля при сжигании в качестве основного топлива парогазовых продуктов пиролиза древесины // Изв. ТПУ. 2023. № 2. С. 46-59.
- Два подмосковных объекта по переработке отходов могут получить «зеленый тариф» [Электронный ресурс]. URL: <https://eprussia.ru/news/base/2021/8903445.htm> (дата обращения: 11.09.2023).
- Энергетика. Газотурбинные электростанции 100: 200: 800 Вт [Электронный ресурс]. URL: <https://kadvi-gtd.ru/departments/energetika/> (дата обращения: 11.09.2023).
- Загруднинов Р.Ш., Малыхин Д.Г., Сеначин П.К., Шитова С.Н. Внедрение газотурбинных технологий с внутрицикловой газификацией угля в технологические схемы ТЭС // Изв. Самарского науч. центра РАН. 2011. № 1 (2). С. 440-445.
- Сагдуллин Д.Ф., Савина М.В., Тимофеева С.С. Исследование влияния состава альтернативного топлива на эффективность работы стационарной газовой турбины // Тинчуринские чтения - 2021. Энергетика и цифровая трансформация: материалы Междунар. молодежной науч. конф. (28-30 апр. 2021 г.). В 3-х т. Казань, 2021. Т. 2. С. 188-191.
- Новиков И.Н. Перспективы использования камер сгорания вихревого противоточного типа в ГТУ, работающих на нетрадиционном топливе // Вестн. СГАУ. 2006. Т. 5, № 2-2. С. 368-370.
- Чичирова Н.Д., Филимонова А.А., Черкасов А.С., Ляпин А.И. Обзор возможности применения газовых турбин малой мощности // Журнал СФУ. Техника и технологии. 2023. Т. 16, № 5. С. 584-600.
- Виноградов А.А., Недосеков В.В., Мамонтов А.Ю., Шаршуков Н.О. Газовая турбина и газопоршневой двигатель в системах электроснабжения агропромышленных предприятий // Энергобезопасность и энергосбережение. 2016. № 2. С. 31-34.
- Шишулькин С.Ю., Буянтуев С.Л., Старинский И.В. Газификация древесины с последующей выработкой электрической энергии // Вестн. БГУ. Химия. Физика. 2017. № 2-3. С. 75-82.
- Cirigliano D., Grimm F., Kutne P., Aigner M. Economic Analysis and Optimal Control Strategy of Micro Gas-Turbine with Batteries and Water Tank: German Case Study // Appl. Sci. 2022. № 12. Р. 6069.
- Косой А.С., Попель О.С., Бесчастных В.Н. Газотурбинные установки малой мощности в энергетике: пути повышения эффективности и масштабов внедрения // Теплоэнергетика. 2017. Т. 64, № 10. С. 25-32.
- Янковский С.А., Лавриненко С.В., Цибульский С.А. Тепловые схемы геотермальной энергетики // Изв. Томского политехнического ун-та. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334, № 7. С. 122-136.
- Карабарин Д.И., Михайленко С.А. Использование низкпотенциальных источников энергии на основе

*«Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-26-00129, <https://rscf.ru/project/24-26-00129/>»*  
*"The study was supported by the grant the Russian Science Foundation № 24-26-00129, <https://rscf.ru/project/24-26-00129/>»*

- органического цикла Ренкина // Журнал СФУ. Техника и технологии. 2018. № 7. С. 867-876.
24. Jitka Hrbek. Past, present and future of thermal gasification of biomass and waste // Acta Innovations. 2020. № 35. P. 5-20.
  25. Ståhl K., Waldheim L., Morris M., Johnsson U., Gårdmark L. Biomass IGCC at Värnamo, Sweden - Past and Future // GCEP Energy Workshop. April 27, 2004 Frances C. Arrillaga Alumni Center, Stanford University, CA, USA. P. 1-16.
  26. Панцхава Е.С. Биоэнергетика. Мир и Россия. Биогаз: теория и практика: моногр. М.: Русайнс, 2015. 971 с.
  27. Справочная система SimInTech [Электронный ресурс]. URL: <https://help.simintech.ru> (дата обращения: 15.03.2024).
  28. Анисимов П.Н., Медяков А.А. Разработка и численное моделирование энергоустановки с газовой турбиной открытого цикла и паровой турбиной с органическим рабочим телом // Энергосбережение и водоподготовка. 2022. Т. 140, № 6. С. 42-46.
- References*
1. Babikov B.V., Subota M.B. Formation and dynamics of the biotope of pine plantations on peat soils after irrigation improvement // Bulletin of higher educational institutions. Lesnoy zhurnal (Forestry journal). 2020. № 4 (376). P. 27-39.
  2. Manaenkov A.S., Egorova E.V. Forest formation and fire danger in pine monocultures in the territory of arid regions // Proceedings of Nizhnevolzskiy agrouniversity complex: science and higher vocational education. 2013. № 3 (31). P. 1-6.
  3. Suhanov V.S. The role of bioenergy in improving the efficiency of the Russian timber industry // Moscow state forest university bulletin - Lesnoy vestnik. 2010. № 4. P. 5-11.
  4. Koshelev A.A., Kurtova E.V., Shchelokov Ya.M. Non-commodity wood as a fuel and energy resource // Energiya: ekonomika, tekhnika, ekologiya. 2012. № 11. P. 49-55.
  5. Steam turbines of PRT series [Elektronnyj resurs]. URL: [https://parsons-company.com/production/paroviye\\_turbini\\_serii\\_prt/](https://parsons-company.com/production/paroviye_turbini_serii_prt/) (data obrashcheniya: 23.09.2011).
  6. Shegel'man I.R. Forest Transformations (XV-XXI vv.). Petrozavodsk: Izd-vo PetrGU, 2008. 240 p.
  7. Murav'eva M.A., Nazarova O.G., Silaeva V.V. Innovative direction of development of the regional forest sector of the economy [Elektronnyj resurs]. URL: <https://izd-mn.com/PDF/09MNNPM17.pdf> (data obrashcheniya: 11.09.2023).
  8. Mekhrencev A.V., Urazova A.F., Krysanov S.M. Investigation of the use of motor saws with an electric drive in the technological process of intensive forestry // The Woods of Russia and economy in them. 2021. V. 78, № 3. P. 55-62.
  9. Gusakov S.V., Afanas'eva I.V., Murad H. Analysis of the possibility of using fuels with low specific heat of combustion in internal combustion engines // Alternative fuel transport. 2011. № 2 (20). P. 34-37.
  10. Popov A.V., Ryzhkov I.V., Ryzhkov A.F. Experience of creating a gas-generator CHP-DVS // Nauch. trudy VI otchetnoj konf. molodyh uchenyh GOU VPO UGTU-UPI: sb. st. V 2-h ch. Ekaterinburg: UGTU-UPI, 2004. Ch. 1. P. 203-206.
  11. Cibul'skij S.A., Larionov K.B. Numerical investigations of a diesel internal combustion engine when burning steam-gas products of wood pyrolysis as the basic fuel // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2023. № 2. P. 46-59.
  12. Two objects for waste processing near Moscow can get a "green tariff" [Elektronnyj resurs]. URL: <https://eprussia.ru/news/base/2021/8903445.htm> (data obrashcheniya: 11.09.2023).
  13. Power engineering. Gas turbine power plants 100: 200: 800 W [Elektronnyj resurs]. URL: <https://kadvi-gtd.ru/departments/energetika/> (data obrashcheniya: 11.09.2023).
  14. Zagrutdinov R.Sh., Malyhin D.G., Senachin P.K., Shitova S.N. Introduction of gas-turbine technologies with intracyclic coal gasification in heat power stations technological schemes // Izvestia of Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences (Izvestia RAS SamSC). 2011. № 1 (2). P. 440-445.
  15. Sagdullin D.F., Savina M.V., Timofeeva S.S. Investigation of the influence of alternative fuel composition on the efficiency of stationary gas turbine // Tinchurinskije chteniya - 2021. Energetika i cifrovaya transformaciya: materialy Mezhdunar. molodezhnoj nauch. konf. (28-30 apr. 2021 g.). V 3-h t. Kazan', 2021. V. 2. P. 188-191.
  16. Novikov I.N. Perspectives of use in GTU of the whirlwind revers e-flow type combustion chambers, working for non-traditional fuel // Vestn. SGAU. 2006. V. 5, № 2-2. P. 368-370.
  17. Chichirova N.D., Filimonova A.A., Cherkasov A.S., Lyapin A.I. Overview of the Possibility of Using Low-Power Gas Turbines // SFU's Journal. Engineering and Technologies. 2023. V. 16, № 5. P. 584-600.
  18. Vinogradov A.A., Nedosekov V.V., Mamontov A.Yu. Sharshukov N.O. Gas turbine and gas reciprocating engines in farm electrical supply // Energy Safety and Energy Economy (Energobezopasnost' i Energoberezhenie). 2016. № 2. P. 31-34.
  19. Shishul'kin S.Yu., Buyantuev S.L., Starinskii I.V. Gasification of wood with subsequent generation of electrical energy // BSU bulletin. Chemistry. Physics. 2017. № 2-3. P. 75-82.
  20. Cirigliano D., Grimm F., Kutne P., Aigner M. Economic Analysis and Optimal Control Strategy of Micro Gas-Turbine with Batteries and Water Tank: German Case Study // Appl. Sci. 2022. № 12. P. 6069.
  21. Kosoj A.S., Popel' O.S., Beschastnyh V.N. Small gas-turbine units for the power industry: ways for improving the efficiency and the scale of implementation // Thermal Engineering. 2017. V. 64, № 10. P. 25-32.
  22. Yankovskij S.A., Lavrinenko S.V., Cibul'skij S.A. Cycle diagram of geothermal energy // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2023. V. 334, № 7. P. 122-136.
  23. Karabarin D.I., Mihajlenko S.A. The Use of Low-Potential Energy Sources Based on Organic Rankine Cycle // SFU's Journal. Engineering and Technologies. 2018. № 7. P. 867-876.
  24. Jitka Hrbek. Past, present and future of thermal gasification of biomass and waste // Acta Innovations. 2020. № 35. P. 5-20.
  25. Ståhl K., Waldheim L., Morris M., Johnsson U., Gårdmark L. Biomass IGCC at Värnamo, Sweden - Past and Future // GCEP Energy Workshop. April 27, 2004 Frances C. Arrillaga Alumni Center, Stanford University, CA, USA. P. 1-16.
  26. Panckhava E.S. Bioenergetics. The World and Russia. Biogas: Theory and practice: monogr. М.: Rusajns, 2015. 971 p.
  27. Help system SimInTech [Elektronnyj resurs]. URL: <https://help.simintech.ru> (data obrashcheniya: 15.03.2024).
  28. Anisimov P.N., Medyakov A.A. Development and numerical simulation of a power plant with an open-cycle gas turbine and a steam turbine with an organic working fluid // Energysaving and watertreatment. 2022. V. 140, № 6. P. 42-46.