


Научная статья

УДК 504.75/620.9

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.30204>



Ю.В. Мозжегорова , Г.В. Ильиных, В.Н. Коротаев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия

 juliagubaha@mail.ru

ОЦЕНКА ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ГАЗОТУРБИНОЙ УСТАНОВКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Аннотация. Газотурбинные установки (ГТУ) широко используются для генерации электрической и тепловой энергии преимущественно за счет сжигания газообразного топлива, в основном природного газа. В настоящее время отдельный интерес представляет использование ГТУ для сжигания водорода в рамках развития водородной энергетики. Для оценки перспективности такого направления использования ГТУ необходимо понимать углеродный след ГТУ как часть углеродного следа всего жизненного цикла водорода. Оценка жизненного цикла (ОЖЦ) широко используется для анализа экологической эффективности товаров и имеет множество неоспоримых преимуществ. В статье представлен обзор результатов опубликованных ранее исследований по оценке жизненного цикла ГТУ, анализ принятых границ системы, функциональные единицы и другие аспекты ОЖЦ. Приведены особенности учитываемых этапов и ресурсов, используемых при оценке этапов жизненного цикла ГТУ, в том числе анализ количества используемых материалов для производства и строительства. Объектом исследования была ГТУ, произведенная и используемая в России, мощностью 16 МВт. Оценка выбросов парниковых газов (ПГ) на МВт*ч произведенной мощности показала, что на разных этапах жизненного цикла ГТУ общий углеродный след составил 198,1–604,3 кг CO_{2-экв.}, из которых более 99% приходится на эксплуатацию ГТУ. Установлено, что углеродный след на этапах производства ГТУ значительно ниже, чем у других альтернативных устройств, используемых для выработки электроэнергии.

Ключевые слова: газотурбинная установка, оценка жизненного цикла, углеродный след, водородная энергетика.

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0004 «Водородная энергетика. Материалы и технология хранения, транспортировки и применения водорода и водородсодержащих смесей»).

Для цитирования:

Мозжегорова Ю.В., Ильиных Г.В., Коротаев В.Н. Оценка жизненного цикла газотурбинной установки в Российской Федерации // Глобальная энергия. 2024. Т. 30, № 2. С. 74–87. DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.30204>

Research article

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.30204>*Yu.V. Mozzhegorova* ✉, *G.V. Ilinykh*, *V.N. Korotaev*Perm National Research Polytechnic University,
Perm, Russia✉ juliagubaha@mail.ru

LIFE CYCLE ASSESSMENT OF A GAS TURBINE INSTALLATION IN THE RUSSIAN FEDERATION

Abstract. Gas turbine installations (GTIs) are widely used for the generation of electrical and thermal energy, mainly by burning gaseous fuels, i.e. natural gas. Of particular interest at present is the use of GTIs to burn hydrogen as part of the development of hydrogen energy technology. To assess the prospects of using GTIs in this way, it is necessary to understand the carbon footprint of GTI as part of the carbon footprint of the entire hydrogen life cycle. Life cycle assessment (LCA) is widely used to analyze the environmental performance of products and has many compelling advantages. This article provides an overview of the results from previously published LCA studies of GTIs, an analysis of the accepted system boundaries, functional units, and other aspects of LCA. The characteristics of the stages considered and the resources used in assessing the stages of the GTI life cycle are given, including an analysis of the amount of materials used in production and construction. The subject of the analysis was a set of GTIs located in Russia with a capacity of 16 MW. An assessment of greenhouse gas (GHG) emissions per MWh of electricity produced showed that at different stages of the life cycle of GTI, the total carbon footprint was 198.1–604.3 kg CO₂-eq, of which more than 99% came from the GTI operation. The carbon footprint of GTI production stages was found to be significantly lower than other alternative power generation equipment.

Keywords: gas turbine installation, life cycle assessment, carbon footprint, hydrogen energy.

Acknowledgements: The work was carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FSNM-2023-0004 “Hydrogen energy. Materials and technology for storing, transporting and using hydrogen and hydrogen-containing mixtures”).

Citation:

Yu.V. Mozzhegorova, G.V. Ilinykh, V.N. Korotaev, Life cycle assessment of a gas turbine installation in the Russian Federation, *Global Energy*, 30 (02) (2024) 74–87, DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.30204>

Введение. В настоящее время водород рассматривается как перспективный энергетический ресурс в рамках декарбонизации промышленности и может быть использован в различных энергоустановках, в том числе газотурбинных установках (ГТУ). Тем не менее для определения перспективности применения водорода требуется достоверная оценка его углеродного следа на протяжении всего жизненного цикла – от добычи ресурсов до конечного использования с учетом технологических затрат (расход сырья, материалов, ресурсов – электроэнергия, вода, тепло и т.д.). Данная задача может быть успешно решена путем применения методологии оценки жизненного цикла (ОЖЦ) [1].

Для оценки углеродного следа использования топлива в ГТУ должны учитываться цепочки жизненного цикла как самого топлива, так и установки. Зачастую углеродный след самого топлива (особенно ископаемого и водородного топлива) оказывается несравнимо больше, чем вклад ГТУ в выбросы парниковых газов (ПГ) на единицу полученной энергии.

Большинство существующих ГТУ без изменения конструкции могут работать на топливной смеси с содержанием водорода до 20%, что позволяет повысить эффективность использования

газа на 20–25%, снизить расход топлива до 35% при одновременном снижении выбросов NO_x в 4 раза, CO_2 и CO в 1,5 раза [2, 3]. Серийные производители ГТУ, такие как GE Gas Power, Baker Hughes, Siemens Energy, Mitsubishi Power, Ansaldo Energia, Kawasaki Heavy Industries и пр., подтверждают работу ГТУ на смесях топливных газов с содержанием H_2 до 20% [4].

Провести оценку углеродного следа ГТУ достаточно сложно ввиду использования большого количества материалов для производства, многоэтапной технологии их обработки, длительной технологии разработки составных элементов установки и т.д. ГТУ является технически сложным устройством, и проведение ОЖЦ по всем этапам крайне затруднено, исходя из ряда ранее приведенных причин, поэтому необходимо внесение ограничений и допущений. Однако требуется выявить, какие этапы (процессы, материалы, ресурсы и пр.) должны учитываться или не учитываться при ОЖЦ. Таким образом, актуальной задачей является обоснование комплексного подхода к ОЖЦ ГТУ и анализ воздействия на окружающую среду по величине углеродного следа.

Методы и материалы

Основные принципы ОЖЦ

ОЖЦ представляет собой методологическую основу для анализа и оценки воздействия на окружающую среду, связанных с жизненным циклом продукта, включая добычу сырья и ресурсов, производство, использование, транспортирование и утилизацию после окончания срока службы. Общие требования к ОЖЦ содержатся в ГОСТ Р ИСО 14040-2022 «Экологический менеджмент. Оценка жизненного цикла. Принципы и структура». ОЖЦ состоит из четырех этапов: определение цели и объема, инвентарный анализ, оценка воздействия и интерпретация [1].

На этапе инвентаризационного анализа жизненного цикла собранные данные о количестве потребляемых ресурсов (например, металлов, электроэнергии и т.п.) сначала переводят в элементарные потоки. Далее элементарные потоки на этапе оценки воздействия пересчитываются в показатели воздействия на окружающую среду. То есть учитывается вклад отдельных веществ в то или иное воздействие. В качестве данных для оценки жизненного цикла могут использоваться данные инвентаризации основных технологических процессов (расход топлива и материалов), расчеты прямых измерений и т.д. [1].

Инвентаризационный анализ осуществляется на основе открытых данных, опубликованных в научных статьях, книгах, электронных ресурсах, и электронной базы данных Ecoinvent 3.8 (Ecoinvent Association, Швейцария). Для ОЖЦ использовалась программа OpenLCA 1.10.3 для оценки жизненного цикла продуктов и материалов (GreenDelta GmbH, Германия).

Функциональной единицей для ГТУ является единица произведенной энергии в случае производства электроэнергии и/или теплоэнергии ($\text{кВт}\cdot\text{ч}$, МВт) [5–9]. Для оценки углеродного следа ГТУ используются следующие функциональные единицы – $\text{кг CO}_{2-\text{экв.}}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ [6, 7], $\text{г CO}_{2-\text{экв.}}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ [8], $\text{кг CO}_{2-\text{экв.}}/\text{ГВт}$ [5]. На основании анализа исследований за функциональную единицу для оценки углеродного следа ГТУ наземного применения, используемого для производства электроэнергии, принимается $\text{кг CO}_{2-\text{экв.}}/\text{МВт}\cdot\text{ч}$.

Рассматриваемые границы ОЖЦ

В процессе ОЖЦ основную роль играет установление границ системы жизненного цикла, так как неверно выбранные границы системы могут значительно сказаться на результате оценки. ОЖЦ традиционно должна начинаться с добычи сырья и заканчиваться утилизацией составных элементов.

Жизненные циклы топлива и ГТУ пересекаются на этапе эксплуатации установок в виде полученной энергии или произведенной работы, которые совместно вносят вклад в углеродный след (рис. 1).

При проведении ОЖЦ ГТУ должны учитываться следующие этапы:

– этап производства, включающий получение и обработку конструкционных материалов, производство составных частей и фундамента, сборку и монтаж установки;

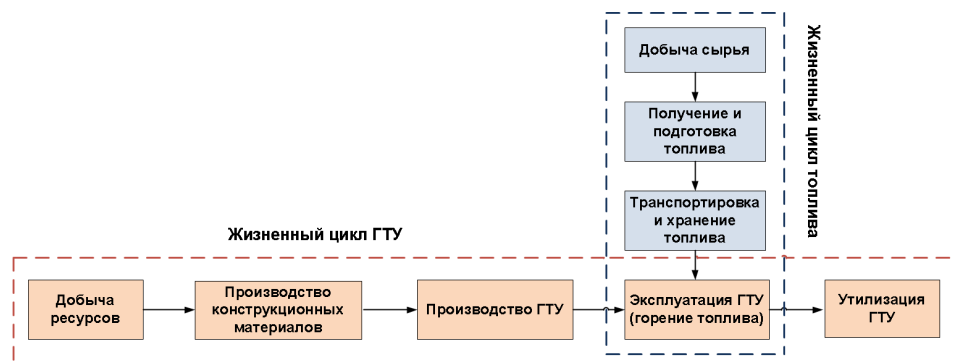


Рис. 1. Жизненный цикл топлива и ГТУ

Fig. 1. Life cycle of fuel and GTU

- этап производства топлива и электрической энергии;
- этап эксплуатации, включающий процесс горения топлива в установке, техническое обслуживание и ремонт установки;
- этап утилизации, включающий разборку, сортировку и утилизацию конструкционных материалов по окончании срока эксплуатации.

Проведенный анализ исследований, направленных на ОЖЦ ГТУ, позволил установить параметры, которые необходимо учитывать на этапах жизненного цикла.

При ОЖЦ ГТУ и электростанций учитывалось 4–8 материалов [5–9]. Обработка материалов включала листовую прокат стали, металлообработку стали, сварку, литье под давлением для полимеров, строительные работы. В качестве вспомогательных конструкций использовался фундамент, производственное здание [5]. Прочие ресурсы для производства ГТУ включали теплоснабжение, воду, органические химикаты [5, 7, 9]. Транспортирование материалов, деталей и конструкций на производственную площадку осуществлялось автомобильным и грузовым транспортом [5]. В исследовании [5, 7] на этапе эксплуатации ГТЭС основные материальные потоки связаны с работой самой установки (сжигание топлива) и ее обслуживанием (масло, запчасти и пр.). Вывод из эксплуатации ГТУ включал в себя демонтаж и обращение с отходами [5, 7, 9].

На основе анализа проведенных исследований были определены этапы и ресурсы, которые при ОЖЦ учитываются и/или не учитываются. При ОЖЦ ГТУ учитываются производство конструкционных материалов (в основном металлы), в том числе в зависимости от марки/класса (низколегированная сталь, нержавеющая сталь и пр.), а также энергопотребление и обращение с отходами после завершения эксплуатации. Достаточно редко при ОЖЦ ГТУ учитывают технологии обработки конструкционных материалов (металлообработка, литье, прокат и пр.), устройство фундамента при сборке и монтаже, транспортирование материалов (конструкций), техническое обслуживание. Из ОЖЦ ГТУ исключают ремонт, научно-технические исследования и разработки при производстве материалов, деталей, составных элементов и пр.

При ОЖЦ важным является учет этапа исследований и разработки (Research and Development, R&D), также связанный с большим потреблением ресурсов и воздействием на окружающую среду. Однако на практике он практически никогда не оценивается в рамках ОЖЦ. Данный этап является достаточно важным, так как для его выполнения приходится использовать большое количество ресурсов (электроэнергия, вода, теплоснабжения), трудовых и временных затрат и пр., производя при этом соответствующие выбросы парниковых газов. В этом исследовании этап исследований и разработки не учитывается.

Для оценки воздействия ГТУ на окружающую среду выбрана категория «Выбросы парниковых газов» ввиду наибольшего воздействия на всех этапах жизненного цикла и зависимости от многих факторов (источник электроэнергии, вид и расход производственных ресурсов и т.д.).

Рассматриваемая ГТУ

В качестве объекта исследования была выбрана ГТУ-16П, созданная на базе газогенератора высокоэффективного авиационного двигателя ПС-90А и ГТУ-12П (разработка АО «Авиадвигатель», г. Пермь, Россия)¹. ГТУ-16П серийно выпускается с 1999 г. АО «ОДК-Пермские моторы» (г. Пермь, Россия), используется в составе газоперекачивающих агрегатов серии «Урал», при реконструкции существующего газоперекачивающего оборудования, в качестве приводов электрогенераторов переменного тока газотурбинных электростанций ГТЭС-16ПА [10].

Топливом для ГТУ-16П в основном является природный газ. ГТУ может использовать в качестве топлива смесь природного газа и водорода с содержанием до 20% без изменения конструкции камеры сгорания [11]. В перспективе для эксплуатации ГТУ на водородном топливе необходимо произвести ряд технологических усовершенствований: модернизацию камеры сгорания, изменение размеров топливного трубопровода, изменение в системе топливопроводов с заменой фланцевых соединений на сварные, установку датчиков безопасности и детекторов утечек, модернизацию системы управления газовой турбиной и т.д. [12, 13].

ГТУ-16П состоит из газотурбинного двигателя ПС-90ГП-2 на подмоторной раме, включающего газогенератор (компрессор, камера сгорания, турбина высокого давления), свободную турбину, прочие вспомогательные устройства и коммуникации [10].

Основные технические характеристики ГТУ-16П²:

- мощность (производительность) – 16,0 МВт;
- суммарный КПД – 84,7%;
- расход топлива – 3350 кг/ч;
- расход газа на выхлопе – 196920 кг/ч;
- масса (сухая) – 5150 кг;
- полный ресурс установки – 100 тыс. ч.

Результаты

Согласно описанной методологии, выполнена оценка углеродного следа ГТУ при производстве и использовании в России. Границы системы очерчены производством конструкционных материалов, включая обработку материалов, производством ГТУ, производством и установкой фундамента для ГТУ, эксплуатацией ГТУ и утилизацией ГТУ и фундамента. Транспортировка материалов и использование других ресурсов (например, сырья) не рассматривались, поскольку эти этапы не входили в задачи исследования.

Инвентаризация на этапе производства ГТУ включала сбор данных об основных потоках конструкционных материалов как в качественном, так и в количественном отношении. При определении расхода материалов для ГТУ-16П на базе авиационного двигателя ПС-90ГП-2 в качестве аналога было использовано содержание материалов в авиационном двигателе CF6 (General Electric, США) [14]. Для подмоторной рамы и остальных элементов ГТУ было принято, что они состоят из конструкционной стали. Материалы, используемые для производства ГТУ-16П, и процессы их обработки представлены в табл. 1. Основным из материалов для производства ГТУ является сталь (51%) – конструкционная и нержавеющая, высокое содержание имеют никелевые сплавы (около 30%), используемые в камере сгорания и турбинах.

На этапе производства и установки фундамента для ГТУ были рассмотрены затраты материалов для фундамента, работы по отводу земель (в том числе переводу земель в другую категорию) и подготовке площадки с учетом энергетических ресурсов на их осуществление (электроэнергия, теплоснабжение, топливо для строительной техники) (табл. 1). Данные для инвентаризационного

¹ Иноземцев А.А., Нихамкин М.А., Сандрацкий В.Л. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок: в 5 т. М.: Машиностроение, 2008. 1167 с.

² Корж В.В. Газотурбинные установки: учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2010. 180 с.

анализа при производстве и установке фундамента для ГТУ взяты из базы данных Ecoinvent 3.8 для аналогичного объекта (ГТУ мощностью 10 МВт).

Таблица 1

Инвентаризационный анализ при производстве и утилизации ГТУ и фундамента для ГТУ

Table 1

Inventory analysis during the production and disposal of GTI and the foundation for GTI

Наименование	Объем работ на 1 ГТУ	Расчет или источник
1. Производство ГТУ		
<i>Производство конструкционных материалов</i>		
Сталь конструкционная легированная, кг	2150	Расчеты на основе [14]
Сталь нержавеющая, кг	480	
Титановые сплавы, кг	750	
Никелевые сплавы, кг	1530	
Алюминиевые сплавы, кг	240	
<i>Обработка материалов</i>		
Литье стали конструкционной, кг*	2150	Расчеты на основе ³
Металлообработка для стали конструкционной, кг	2150	
Прокат стали нержавеющей, кг	480	
Металлообработка для стали нержавеющей, кг	480	
Металлообработка для титановых сплавов, кг**	750	
Металлообработка для никелевых сплавов, кг**	1530	
Литье алюминия, кг	240	
2. Производство и установка фундамента для ГТУ		
Бетон, м ³	50	Расчеты на основе ⁴
Медь (катод), кг	5000	
Полиэтилен низкого давления, кг	15000	
Арматурная сталь, кг	47500	
Дизельное топливо, МДж	759000	
Электроэнергия, кВт	46900	
Теплоснабжение, МДж	721050	
Отвод земель (промышленная зона), м ² /год	15000	
Перевод земель в промышленную зону, м ²	1000	
3. Утилизация ГТУ		
Отходы стали, кг	2630	Расчеты на основе [14]
Отходы титана, кг***	750	
Отходы никеля, кг***	1530	
Отходы алюминия, кг	240	

³ Иноземцев А.А., Нихамкин М.А., Сандрацкий В.Л. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок в 5 т. М.: Машиностроение, 2008. 1167 с.

⁴ Ecoinvent database version 3.8.

Окончание таблицы 1

Наименование	Объем работ на 1 ГТУ	Расчет или источник
4. Демонтаж и утилизация фундамента		
Отходы железобетона, кг	167500	Расчеты на основе ⁴
Отходы меди, кг	5000	
Полиэтилен низкого давления, кг	15000	

* Включает изготовление пресс-форм, выплавку сплавов, литье, депарафинацию, резку, шлифовку, выравнивание, механическую обработку. ** Технология металлообработки для титановых и никелевых сплавов принята, как для стали нержавеющей, в связи со схожими технологиями производства изделий и температурами плавления. *** Ввиду отсутствия в базе данных значений для углеродного следа титана и никеля в конце срока службы ГТУ используются данные для лома меди, поскольку все три металла относятся к переходным металлам первого ряда.

Этап эксплуатации ГТУ связан с производством и использованием топлива в ГТУ (табл. 2). Рассматривались три варианта топлива: природный газ, водородсодержащее топливо (смесь природного газа и водорода) и водород. Производство топлива связано с добычей сырья и потреблением ресурсов (например, электроэнергии, воды и топлива). Углеродный след потребления природного газа оценивался на основе расхода топлива на МВт энергии, произведенной в ГТУ, и углеродного следа производства природного газа. Углеродный след от сжигания природного газа в ГТУ рассчитывался на основе его состава и расхода на МВт*ч [15] произведенной энергии. Углеродный след использования водорода в ГТУ рассчитывался на основе расхода водорода на МВт*ч произведенной энергии [16] и на основе углеродного следа водорода, полученного по технологии электролиза воды с использованием возобновляемых источников энергии [17]. Водородсодержащее топливо представляет собой смесь 80% метана и 20% водорода. Таким образом, данные, необходимые для расчета углеродного следа водородсодержащего топлива, использовались относительно данных о производстве природного газа и водорода. Данные для инвентаризационного анализа производства топлива взяты из базы данных Ecoinvent 3.8. Информация о расходе топлива для расчетов взята из табл. 1.

Таблица 2

Инвентарный анализ на этапе эксплуатации ГТУ

Table 2

Inventory analysis during the operation stage of GTI

Наименование	Объем работ на 1 ГТУ	Расчет или источник
Использование природного газа		
Расход природного газа, кг CO _{2-экв.}	60,6	Расчет на основе ⁵
CO _{2-экв.} при сжигании природного газа, кг	543,4	Расчет на основе [5, 15]
Использование водорода		
Расход водорода, кг CO _{2-экв.}	197,7	[16, 17]
CO _{2-экв.} при сжигании водорода, кг	0	—

Этап утилизации ГТУ и фундамента связан с разборкой, сортировкой и утилизацией конструкционных материалов по окончании срока эксплуатации ГТУ (табл. 1). Около 80% материалов,

⁵ Корж В.В. Газотурбинные установки: учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2010. 180 с.

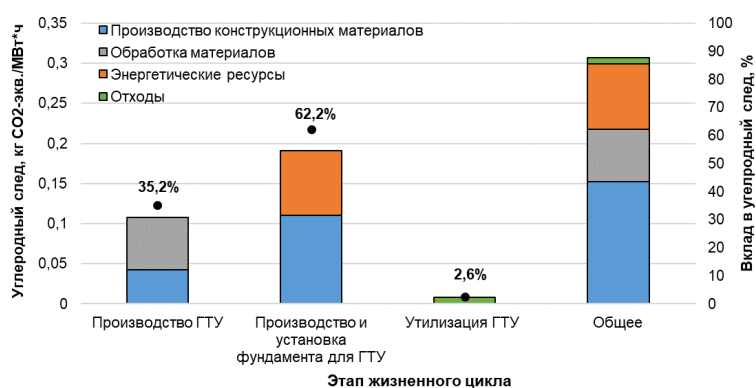


Рис. 2. Углеродный след жизненного цикла GTU (без учета этапа эксплуатации)

Fig. 2. Carbon footprint of the life cycle of GTI (excluding the operation stage)

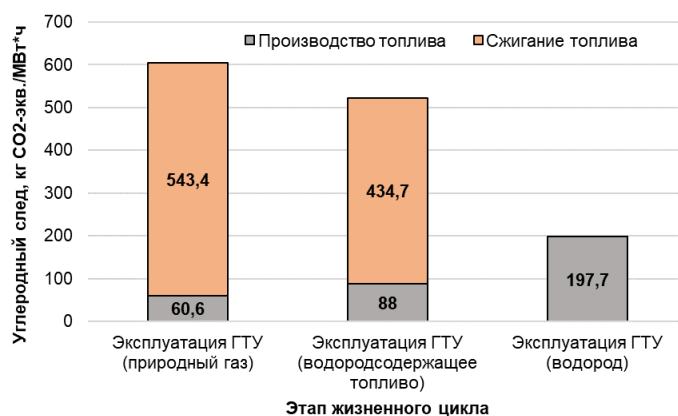


Рис. 3. Углеродный след при эксплуатации GTU на различных видах топлива

Fig. 3. Carbon footprint from operating GTI on various types of fuel

используемых для изготовления GTU, подлежат вторичной переработке относительно рекомендаций производителей. Для расчетов приняты данные о том, что образовавшиеся материалы после окончания срока службы GTU являются отходами.

На рис. 2 представлен углеродный след этапов жизненного цикла GTU (без учета этапа эксплуатации).

На основании полученных данных об углеродном следе (на МВт произведенной электроэнергии) этапов жизненного цикла GTU (без учета этапа эксплуатации) определено, что основной вклад вносит этап производства и установки фундамента для GTU, состоящий из углеродного следа производства материалов (0,110 кг CO_{2-экв.}/МВт*ч) и потребления энергетических ресурсов (0,080 кг CO_{2-экв.}/МВт*ч). Углеродный след производства GTU равен 0,108 кг CO_{2-экв.}/МВт*ч, большую часть которого составила обработка материалов (0,066 кг CO_{2-экв.}/МВт*ч). Наименьший углеродный след имел этап утилизации GTU и фундамента для GTU – 0,008 кг CO_{2-экв.}/МВт*ч. Наибольший углеродный след среди учитываемых процессов, ресурсов и работ пришелся на производство материалов – 0,153 кг CO_{2-экв.}/МВт*ч, что составляет половину от общих выбросов на этапах жизненного цикла GTU.

На рис. 3 показан углеродный след от эксплуатации GTU на различных видах топлива.

На основании полученных данных об углеродном следе (на МВт произведенной электроэнергии) на этапе эксплуатации GTU определено, что наибольший углеродный след оставляет производство

и использование природного газа в ГТУ (608 кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$ /МВт*ч). При использовании в ГТУ водородсодержащего топлива (20% H_2 и 80% природного газа) расход топлива и выбросы углекислого газа снижаются на 20% в сравнении с природным газом при горении. Наиболее высокий углеродный след при производстве топлива приходится на водород, полученный электролизом воды (198 кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$ /МВт*ч), однако использование водорода в ГТУ не приводит к выбросам CO_2 . Содержание водорода в топливной смеси в ГТУ может достигать 20% без конструктивных изменений. Таким образом, для увеличения процентного содержания водорода в топливной смеси до более чем 20% необходимо сначала выполнить комплекс доработок с целью усовершенствования камеры сгорания и частичной замены некоторых материалов, используемых в ГТУ.

По результатам анализа углеродного следа этапов жизненного цикла ГТУ установлено, что наибольший углеродный след на МВт произведенной энергии (более 99% от общего углеродного следа) приходится на этап эксплуатации ГТУ. Следовательно, чтобы уменьшить углеродный след, важно знать количество выбросов CO_2 , образующихся при производстве и использовании топлива в ГТУ.

Обсуждение

Для сравнения результатов, полученных при оценке углеродного следа ГТУ без учета использования топлива и с учетом использования топлива, использовались результаты исследований для других энергетических установок – топливных элементов и ГТУ (табл. 3).

Таблица 3

Углеродный след технически сложных устройств

Table 3

Carbon footprint of technically complex devices

Объект	Углеродный след (без учета использования топлива), кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$ /МВт	Углеродный след (с учетом использования топлива), кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$ /МВт
Топливный элемент	30 [18]	176–372* [19] 410–530 [20]
ГТУ	0,374 ⁶ 0,98–4,72 [8]	47,0–54,3** [8] 353–575 (природный газ) [21] 481–629 (мазут) [21]
ГТУ (собственные исследования)	0,308	198 (водород) 523 (водородсодержащее топливо) 604 (природный газ)

* С учетом производства водорода и производства электроэнергии.

** С учетом только этапа эксплуатации (сгорание топлива).

Исследование [19] по оценке выбросов парниковых газов топливного элемента с протонообменной мембраной (ПОМ) мощностью 1 кВт без учета этапа производства показало, что в случае ПОМ с использованием водорода, полученного риформингом природного газа, углеродный след составил 372 кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$ /МВт*ч, а для ПОМ с использованием водорода, полученного электролизом воды, – 176 кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$ /МВт*ч.

Углеродный след твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ) зависит от их мощности. Создание «типовой» батареи ТОТЭ мощностью 1 кВт приводит к выбросам 410–530 кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$ /МВт*ч

⁶ Ecoinvent database version 3.8.

и требует 7,1–9,9 ГДж первичной энергии, 60% которой расходуется на спекание элементов [20]. Для ТОТЭ мощностью 1 МВт выбросы ПГ на этапе производства составляют около 30 кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}/\text{МВт}\cdot\text{ч}$ [20], что равно 29% от общего объема выбросов парниковых газов. Остальные 71% выбросов CO_2 приходятся на этап эксплуатации ТОТЭ.

В исследовании [8] на этапе производства углеродный след ГТУ составлял 47,0–54,3 г $\text{CO}_{2\text{-экв.}}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$. При этом были учтены этапы производства и хранения водорода, а также производства электроэнергии с помощью ветряной энергии. А углеродный след на этапе строительства ГТУ с учетом производства стали и бетона составлял 0,98–4,72 г $\text{CO}_{2\text{-экв.}}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ [8]. Углеродный след ГТУ с учетом выбросов при горении топлива значительно увеличивается: при использовании природного газа – 353–575 т $\text{CO}_{2\text{-экв.}}/\text{ГВт}\cdot\text{ч}$, при использовании мазута – 481–629 т $\text{CO}_{2\text{-экв.}}/\text{ГВт}\cdot\text{ч}$ [21].

Сравнивая ГТУ и топливный элемент с точки зрения их углеродного следа на этапах производства, можно сказать, что выбросы ПГ для топливных элементов выше (около 20% от общего объема), чем для ГТУ (менее 1% от общего объема выбросов). Это может быть связано с тем, что ГТУ имеют достаточно длительный срок эксплуатации (около 20 лет) и могут производить более высокую электрическую мощность. Таким образом, выбросы ПГ ГТУ на 1 МВт*ч ниже в сравнении с выбросами топливных элементов, которые имеют более короткий срок службы (максимум 10 лет) и генерируют меньшую выходную мощность.

На основании собственных исследований определено, что углеродный след на этапах жизненного цикла рассматриваемой ГТУ относительно сопоставим с углеродным следом других ГТУ и топливных элементов. Результаты показывают, что значение углеродного следа ГТУ ниже при большем учете входящих параметров, что свидетельствует об эффективном использовании ГТУ для производства электроэнергии с точки зрения выбросов парниковых газов.

Выводы

Газотурбинные установки широко используются для генерации электрической и тепловой энергии. В настоящее время отдельный интерес представляет использование ГТУ для сжигания водорода в рамках развития водородной энергетики. При оценке перспективности такого направления использования ГТУ необходимо понимать углеродный след ГТУ как часть углеродного следа всего жизненного цикла водорода.

Оценка выбросов парниковых газов на МВт*ч произведенной мощности показала, что общий углеродный след на этапах жизненного цикла ГТУ составил 198,1–604,3 кг $\text{CO}_{2\text{-экв.}}$, из которых более 99% приходится на эксплуатацию ГТУ. Следовательно, углеродный след ГТУ определяется видом применяемого топлива. В настоящее время с учетом жизненного цикла топлива наиболее перспективным является использование в ГТУ водородсодержащего топлива (до 20% H_2), что не требует изменения конструкции камеры сгорания существующих установок.

Рассматриваемая ГТУ является технически сложным устройством и по полученным результатам имеет наименьший углеродный след в сравнении с другими ГТУ и топливными элементами, что свидетельствует об эффективном использовании ГТУ с точки зрения выбросов парниковых газов.

Таким образом, достоверность и точность результатов оценки углеродного следа ГТУ в РФ связана с отсутствием или низким качеством открытых данных по технологическим процессам на этапах жизненного цикла ГТУ. Для решения данных проблем требуются создание методики оценки углеродного следа на этапах жизненного цикла ГТУ с учетом специфики применяемых технологий и разработка информационной базы с обоснованными данными по материалам, источникам энергии и технологиям, которые могут быть использованы для расчета выбросов парниковых газов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] **Ширинкина Е.С., Ильиных Г.В., Мозжегорова Ю.В., Коротаев В.Н.** Проблемы оценки жизненного цикла и углеродного следа водорода // *Экология и промышленность России*. 2023. Т. 27. № 12. С. 48–55. DOI: 10.18412/1816-0395-2023-12-48-55
- [2] **Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Хлопцов, В.Г., Казарян, В.А., Столяревский А.Я.** Концепция крупномасштабного развития инновационных систем производства и распределения метано-водородного топлива как эффективного альтернативного энергоносителя // *Kuala Lumpur World Gas Conference 2012*. Режим доступа: https://scortes.ru/st_docs/klumpur2012.pdf (дата обращения: 19.12.2023).
- [3] **Балакин А.М., Бадамшин А.Р., Матвеев, Ю.В., Лаптев М.А., Барсков В.В.** Особенности работы газотурбинной установки на смеси водорода и природного газа // *Международная научно-практическая конференция «Развивая энергетическую повестку будущего» для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК*. Препринт сборника докладов. Санкт-Петербург. 10–11 декабря, 2021 г. СПб.: Невская Типография; Добрые коммуникации; СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2021. С. 53–57. Режим доступа: <https://eaf.etu.ru/assets/files/eaf21/papers/53-57.pdf> (дата обращения: 10.12.2023).
- [4] **Семенов С.В., Нихамкин М.Ш., Плутников А.И.** Обзор исследований и разработок по газотурбинным энергетическим установкам на водородном топливе // *Авиационные двигатели*. 2022. № 3 (16). С. 73–85. DOI: 10.54349/26586061_2022_3_73
- [5] **Caldeira-Pires A., da Silva Ribeiro R.** Life cycle assessment (LCA) of a gas turbine power plant // *Proceedings of the 17th International Congress of Mechanical Engineering, São Paulo, November 10–14, 2003*.
- [6] **Annisa R. et al.** Life cycle Assessment of natural gas combined cycle steam power generation systems in Indonesia: case Study on Gresik power plant // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2021. Vol. 753. Art. no. 012039. DOI: 10.1088/1755-1315/753/1/012039
- [7] **Environmental Product Declaration in accordance with ISO 14025 for: Electricity from Grati Power Generation and O&M Service Unit Combined-Cycle Power Plant** // *EPD Southeast Asia, The International EPD®System*, 2022, 15 p.
- [8] **Song G., Zhao Q., Shao B., Zhao H., Wang H., Tan W.** Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas (GHG) and NO_x Emissions of Power-to-H₂-to-Power Technology Integrated with Hydrogen-Fueled Gas Turbine // *Energies*. 2023. Vol. 16. Iss. 2. Art. no. 977. DOI: 10.3390/en16020977
- [9] **Environmental Product Declaration. Rizziconi Combined-Cycle Gas Turbine Plant.** Stockholm: The International EPD®System, 2019. 16 p. Режим доступа: https://www.axpo.com/content/dam/axpo19/ch/files-ch/private/engagement/nature---environment/1912_Axpo_Umweltdeklaration_Rizziconi_2019_EN.pdf (дата обращения 02.10.2023).
- [10] **Снитко М.А., Морозов П.М.** ГТУ-16ПМ с МЭКС вступила в строй // *Турбины и Дизели*. 2021. Т. 4. № 97. С. 34–36.
- [11] **Буров В.Д., Рыбаков Б.А., Савитенко М.А.** Сжигание водородосодержащих газов в газотурбинных установках // *Турбины и Дизели*. 2021. Т. 2. № 95. С. 18–24.
- [12] **Simon N.** Retrofitting gas turbine facilities for hydrogen blending // *ICF International Inc*. 2022. Режим доступа: <https://www.icf.com/insights/energy/retrofitting-gas-turbines-hydrogen-blending> (дата обращения: 12.12.2023).
- [13] **Cecere D., Giacomazzi E., Di Nardo A., Calchetti G.** Gas Turbine Combustion Technologies for Hydrogen Blends // *Energies*. 2023. Vol. 16. Iss. 19. Art. no. 6829. DOI: 10.3390/en16196829
- [14] **Schafrik R.E., Ward D.D., Groh J.R.** Application of Alloy 718 in GE Aircraft Engines: Past, Present and Next Five Years // *Superalloys 718, 625, 706 and Various Derivatives* / ed. by E.A. Loria. TMS (The Minerals, Metals & Materials Society), 2001. 11 p. DOI: 10.7449/2001/Superalloys_2001_1_11
- [15] **Faramawy S., Zaki T., Sakr A.A.-E.** Natural gas origin, composition, and processing: A review // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 34. P. 34–54. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.06.030
- [16] **LM2500 aeroderivative gas turbine** // *Ge Vernova*. Режим доступа: <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/lm2500> (дата обращения: 15.01.2024).

[17] **Lim D., Kim A., Cheon S., Byun M., Lim H.** Life cycle techno-economic and carbon footprint analysis of H₂ production via NH₃ decomposition: A Case study for the Republic of Korea // Energy conversion and management. 2021. Vol. 250. Art. no. 114881. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114881

[18] **Al-Khori K., Al-Ghamdi S.G., Boulfrad S., Koç, M.** Life Cycle Assessment for Integration of Solid Oxide Fuel Cells into Gas Processing Operations // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 15. Art. no. 4668. DOI: 10.3390/en14154668

[19] **Kim R.H., Baek C., Kim E., Jeong Y., Cho S.** Potential global warming impact of 1 kW polymer electrolyte membrane fuel cell system for residential buildings on operation phase // Energy for Sustainable Development. 2023. Vol. 73. P. 376–386. DOI: 10.1016/j.esd.2023.03.001

[20] **Staffell I., Ingram A., Kendall K.** Energy and carbon payback times for solid oxide fuel cell based domestic CHP // International Journal of Hydrogen Energy. 2012. Vol. 37. Iss. 3. P. 2509–2523. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.10.060

[21] EIB Project Carbon Footprint Methodologies. Methodologies for the Assessment of Project Greenhouse Gas Emissions and Emission Variations. Luxembourg: European Investment Bank, 2022. 62 p. Режим доступа: <https://www.dirittobancario.it/wp-content/uploads/2022/03/EIB-Project-Carbon-footprint-methodologies-2022.pdf> (дата обращения: 10.01.2024).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

МОЗЖЕГОРОВА Юлия Владимировна – доцент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, канд. техн. наук.

E-mail: juliagubaha@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3081-9511>

ИЛЬИНЫХ Галина Викторовна – доцент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, канд. техн. наук.

E-mail: galina.perm.59@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8829-3500>

КОРОТАЕВ Владимир Николаевич – профессор, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, д-р техн. наук.

E-mail: korotayev@pstu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-9941-7052>

REFERENCES

[1] **E.S. Shirinkina, G.V. Pinykh, Yu.V. Mozzhegorova, V.N. Korotayev,** Challenges in Life Cycle Assessment and Carbon Footprint of Hydrogen, Ecology and Industry of Russia, 12 (27) (2023) 48–55. DOI: 10.18412/1816-0395-2023-12-48-55

[2] **O.E. Aksyutin, A.G. Ishkov, V.G. Khloptsov, V.A. Kazaryan, A.Ya. Stolyarevsky,** The Large Scale Development Concept with Regard to Innovative Systems of Production and Distribution of Methane-Hydrogen Fuel as an Effective Alternative Energy Source, Kuala Lumpur World Gas Conference 2012, https://ccortes.ru/st_docs/klumpur2012.pdf. Accessed December 19, 2023.

[3] **A.M. Balakin, A.R. Badamshin, Yu.V. Matveyev, M.A. Laptev, V.V. Barskov,** Osobennosti raboty gazoturbinnoy ustanovki na smesi vodoroda i prirodnogo gaza [Features of operation of a gas turbine unit using a mixture of hydrogen and natural gas], Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya “Razvivaya energeticheskuyu povestku budushchego” dlya predstaviteley soobshchestva mododykh ingenerov TEK [Inter-

national scientific and practical conference “Developing the energy agenda of the future” for representatives of the community of young fuel and energy sector engineers]. Preprint of the collection of reports. St. Petersburg. December 10–11, 2021, St. Petersburg, Nevskaya Topografiya, Dobrye Kommunikatsyi, , SPbGETU “LETI”, St. Petersburg, 2021, 53–57. <https://eaf.etu.ru/assets/files/eaf21/papers/53-57.pdf>. Accessed December 10, 2023.

[4] **S.V. Semenov, M.Sh. Nikhamkin, A.I. Plotnikov**, A review of research and development on hydrogen-fueled gas turbine power plants, *Aviation engines*, 3 (16) (2022) 73–85. DOI: 10.54349/26586061_2022_3_73

[5] **A. Caldeira-Pires, R. da Silva Ribeiro**, Life cycle assessment (LCA) of a gas turbine power plant, *Proceedings of the 17th International Congress of Mechanical Engineering*, São Paulo, November 10–14, 2003.

[6] **R. Annisa et al.**, Life cycle Assessment of natural gas combined cycle steam power generation systems in Indonesia: case Study on Gresik power plant. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 753 (2021) 012039. DOI: 10.1088/1755-1315/753/1/012039

[7] Environmental Product Declaration in accordance with ISO 14025 for: Electricity from Grati Power Generation and O&M Service Unit Combined-Cycle Power Plant, *EPD Southeast Asia*, The International EPD®System, 2022.

[8] **G. Song, Q. Zhao, B. Shao, H. Zhao, H. Wang, W. Tan**, Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas (GHG) and NO_x Emissions of Power-to-H₂-to-Power Technology Integrated with Hydrogen-Fueled Gas Turbine, *Energies*, 16 (2) (2023) 977. DOI: 10.3390/en16020977

[9] Environmental Product Declaration. Rizziconi Combined-Cycle Gas Turbine Plant, The International EPD®System, Stockholm, 2019. https://www.axpo.com/content/dam/axpo19/ch/files-ch/private/engagement/nature---environment/1912_Axpo_Umweltdeklaration_Rizziconi_2019_EN.pdf Accessed December 25, 2023.

[10] **M.A. Snitko, P.M. Morozov**, GTU-16PM with DLE combustion chamber entered service, *Turbines & Diesels*, 4 (97) (2021) 34–36.

[11] **V.D. Burov, B.A. Rybakov, M.A. Savitenko**, Combustion of methane-hydrogen gases in gas turbine plants, *Turbines & Diesels*, 2 (95) (2021) 18–24.

[12] **N. Simon**, Retrofitting gas turbine facilities for hydrogen blending, ICF International Inc., 2022 <https://www.icf.com/insights/energy/retrofitting-gas-turbines-hydrogen-blending> Accessed December 12, 2023.

[13] **D. Cecere, E. Giacomazzi, A. Di Nardo, G. Calchetti**, Gas Turbine Combustion Technologies for Hydrogen Blends, *Energies*, 16 (19) (2023) 6829. DOI: 10.3390/en16196829

[14] **R.E. Schafrik, D.D. Ward, J.R. Groh**, Application of Alloy 718 in GE Aircraft Engines: Past, Present and Next Five Years, *Superalloys 718, 625, 706 and Various Derivatives*, ed. by E.A. Loria, TMS (The Minerals, Metals & Materials Society), 2001. DOI: 10.7449/2001/Superalloys_2001_1_11

[15] **S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr**, Natural gas origin, composition, and processing: A review, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34 (2016) 34–54. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.06.030

[16] LM2500 aeroderivative gas turbine, Ge Vernova, <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/lm2500>. Accessed January 15, 2024.

[17] **D. Lim, A. Kim, S. Cheon, M. Byun, N. Lim**, Life cycle techno-economic and carbon footprint analysis of H₂ production via NH₃ decomposition: A Case study for the Republic of Korea, *Energy conversion and management*, 250 (2021) 114881. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114881

[18] **K. Al-Khori, S.G. Al-Ghamdi, S. Boulfrad, M. Koç**, Life Cycle Assessment for Integration of Solid Oxide Fuel Cells into Gas Processing Operations, *Energies*, 14 (15) (2021) 4668. DOI: 10.3390/en14154668

[19] **R.H. Kim, C. Baek, E. Kim, Y. Jeong, S. Cho**, Potential global warming impact of 1 kW polymer electrolyte membrane fuel cell system for residential buildings on operation phase, *Energy for Sustainable Development*, 73 (3) (2023) 376–386. DOI: 10.1016/j.esd.2023.03.001

[20] **I. Staffell, A. Ingram, K. Kendall**, Energy and carbon payback times for solid oxide fuel cell based domestic CHP, *International Journal of Hydrogen Energy*, 37 (3) (2012) 2509–2523. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.10.060

[21] EIB Project Carbon Footprint Methodologies. Methodologies for the Assessment of Project Greenhouse Gas Emissions and Emission Variations, European Investment Bank, Luxembourg, 2022, <https://www.dirittobancario.it/wp-content/uploads/2022/03/EIB-Project-Carbon-footprint-methodologies-2022.pdf> Accessed January 10, 2024.

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Yulia V. MOZZHEGOROVA – *Perm National Research Polytechnic University.*

E-mail: juliagubaha@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3081-9511>

Galina V. ILINYKH – *Perm National Research Polytechnic University.*

E-mail: galina.perm.59@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8829-3500>

Vladimir N. KOROTAEV – *Perm National Research Polytechnic University.*

E-mail: korotaev@pstu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-9941-7052>

Поступила: 06.05.2024; Одобрена: 26.06.2024; Принята: 27.06.2024.

Submitted: 06.05.2024; Approved: 26.06.2024; Accepted: 27.06.2024.