

Научная статья

УДК 662.76;662.6

DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.30203>



А.А. Калютик, Д.А. Трещёв, С.О. Кравченко ✉

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

✉ kravchenko.s.o@yandex.ru

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ RDF-ТОПЛИВА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКЕ НА ТЭЦ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

Аннотация. Исследование посвящено обоснованию технологии, способствующей вовлечению твердых коммунальных отходов (ТКО) в процесс производства электрической и тепловой энергии посредством газификации. Цель исследования заключается в выборе технологии газификации RDF-топлива для последующего использования генераторного газа в производстве электрической и тепловой энергии в парогазовом цикле на ТЭЦ для условий г. Санкт-Петербурга. В ходе выполнения исследования был оценен ориентировочный состав и потенциальный выход RDF-топлива; определены возможные типы газогенератора, тип газифицирующего агента и количество получаемого генераторного газа на единицу RDF-топлива; выявлен энергетический потенциал парогазового цикла на единицу RDF-топлива. Потенциальный выход RDF-топлива для условий г. Санкт-Петербурга составляет 311 тыс. т.у.т./год. Наибольший выход генераторного газа получен при паровоздушном дутье атмосферного давления – 2,994 м³/кг RDF; при этом наивысший энергетический потенциал генераторного газа при парокислородной газификации. Достижимая электрическая мощность парогазовой установки (ПГУ) при использовании генераторного газа, полученного путем газификации RDF-топлива в условиях г. Санкт-Петербурга, оценивается в пределах 70 ÷ 150 МВт.

Ключевые слова: газификация, твердые коммунальные отходы, RDF-топливо, генераторный газ, парогазовый цикл, теплоэлектростанция.

Благодарности: Исследование профинансировано Министерством науки и высшего образования РФ в рамках Программы стратегического академического лидерства «Приоритет-2030» (соглашение № 075-15-2024-201 от 6 февраля 2024 г.).

Для цитирования:

Калютик А.А., Трещёв Д.А., Кравченко С.О. Использование RDF-топлива для выработки электроэнергии в парогазовой установке на ТЭЦ в Санкт-Петербурге // Глобальная энергия. 2024. Т. 30, № 2. С. 49–73. DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.30203>



A.A. Kalyutik, D.A. Treshchev, S.O. Kravchenko ✉

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University,
St. Petersburg, Russia

✉ kravchenko.s.o@yandex.ru

USE OF RDF TO GENERATE ELECTRICITY IN A COMBINED CYCLE GAS TURBINE PLANT AT A CHP PLANT IN ST. PETERSBURG

Abstract. The study is devoted to the substantiation of a technology that promotes the involvement of municipal solid waste (MSW) in the production of electric and thermal energy through gasification. The purpose of the study is to select the technology of gasification of RDF for the subsequent use of producer gas in the production of electric and thermal energy in the combined cycle at a CHP plant for the conditions of St. Petersburg city. During the research, the approximate composition and potential yield of RDF are evaluated. The possible types of gasifier, the type of gasifying agent and the amount of producer gas produced per unit of RDF are determined. The energy potential of the combined cycle per unit of RDF is identified. The potential output of RDF for the conditions of St. Petersburg is 311 thousand tons of standard fuel per year. The highest output of producer gas is obtained with steam-air blasting at atmospheric pressure – 2,994 m³/kg of RDF. At the same time, the highest energy potential of producer gas is obtained with steam-oxygen gasification. The achievable electric power of a combined cycle gas turbine (CCGT) plant using producer gas obtained by gasification of RDF in the conditions of St. Petersburg is estimated at 70 ÷ 150 MW.

Keywords: gasification, municipal solid waste, RDF, producer gas, steam-gas cycle.

Acknowledgements: The research was financially supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation within the framework of the Strategic Academic Leadership Program “Priority-2030” (Agreement No. 075-15-2024-201 dated February 6, 2024).

Citation:

A.A. Kalyutik, D.A. Treshchev, S.O. Kravchenko, Use of RDF to generate electricity in a combined cycle gas turbine plant at a CHP plant in St. Petersburg, *Global Energy*, 30 (02) (2024) 49–73, DOI: <https://doi.org/10.18721/JEST.30203>

Введение. В соответствии со Стратегией развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года одной из стратегических задач на федеральном и региональном уровнях в РФ является создание инновационной технико-экономической системы, позволяющей минимизировать количество захораниваемых твердых коммунальных отходов (ТКО), максимально обеспечив при этом ресурсосбережение, путем превращения отходов во вторичное сырье для получения энергии¹. Данное утверждение находит отражение и в смежных стратегических документах, что подчеркивает актуальность исследования. Так, одним из направлений Стратегии научно-технологического развития РФ является переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии. В соответствии с Энергетической стратегией России до 2035 года должно предусматриваться высокоэффективное использование традиционных

¹ Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года, утв. Распоряжением Правительства РФ № 84-р от 25.01.2018 г.

энергетических ресурсов и новых углеводородных и других источников энергии (к которым относятся ТКО).

Однако использование ТКО в неподготовленном виде осложнено рядом технологических и экологических трудностей, что связано с непостоянством состава и гранулометрических характеристик отходов, высоким содержанием токсичных веществ и низкой теплотворной способностью топлива. Данных недостатков лишено предварительно подготовленное топливо из отходов, называемое *refuse-derived fuel (RDF)* [1]. В соответствии с Единой концепцией обращения с ТКО на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области количество образовавшихся отходов ежегодно составляет 1,7 млн т². Также в соответствии с перспективными планами³ на территории Ленинградской области предусматривается создание четырех мусороперерабатывающих заводов с производством *RDF*-топлива, что создает предпосылки к территориальному выбору объекта исследования.

Наиболее распространенными компонентами *RDF*-топлива являются древесина, бумага, картон, пластмассы и текстиль [2]. Вследствие предварительной обработки *RDF*-топливо обладает меньшей влажностью и зольностью, а также более высокой теплотворной способностью по сравнению с ТКО и может использоваться как для прямого сжигания в энергетических котлах, так и в качестве сырья для газификации с последующим использованием генераторного газа.

Сравнение технологии прямого сжигания отходов и газификации на основе оценки жизненного цикла [3] показывает, что применение газификации позволяет сократить выбросы дымовых газов и повысить энергетическую эффективность производства итогового продукта по сравнению с прямым сжиганием. Это связано с тем, что после газификации полученный генераторный газ проходит стадию очистки, что позволяет достичь более высоких температур горения в топке и получить пар более высоких параметров (540 °C и 120 бар для газогенератора *Valmet* и 400 °C и 45 бар на заводе по сжиганию ТКО в *Lakeside, London*) [4]. Еще одним преимуществом газификации по сравнению с прямым сжиганием отходов является то, что полученный генераторный газ может быть использован для выработки электрической и тепловой энергии, как в традиционном паросиловом цикле, так и парогазовой установке (ПГУ). Парогазовый цикл обладает бóльшим коэффициентом полезного действия, чем паросиловой, что обеспечивает конкурентоспособность новых ТЭЦ на оптовом рынке. А наличие пилотных образцов отечественных газовых турбин (таких как ГТЭ-170.1 производства ПАО «Силловые Машины»), аналоги которых в мировой практике используются, в том числе для сжигания альтернативных видов топлива [5], позволяют обоснованно принять в качестве предмета исследования парогазовую установку.

Анализ литературных источников показывает, что технологии термической переработки ТКО, в том числе газификации, являются актуальным направлением научных исследований. Так, в работе [6] дана обширная характеристика современных технологий термической утилизации ТКО и рассмотрен мировой и отечественный опыт по их внедрению. В работах [7–9] проведен анализ технологий газификации твердых топлив и выделены основные тенденции развития данного направления в мире. Подробное описание существующих газогенераторов, принципов их работы и особенности эксплуатации применительно к газификации ТКО представлены в работах [10, 11]. В [12] проведено экспериментальное исследование процесса газификации *RDF*-топлива в слоевом реакторе с использованием различного газифицирующего агента, проведена оценка влияния температуры процесса и различных соотношений подаваемого топлива и газифицирующего агента. В работах [2, 13–15] проводится численное и экспериментальное исследование процесса газификации *RDF*-топлива на пилотной установке, в результате чего определяют выход генераторного газа, его компонентный состав и характеристики газа. В [16] особое внимание при моделировании

² Единая концепция обращения с твердыми коммунальными отходами (ТКО) на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области (с возможностью разделения потоков ТКО).

³ Территориальная схема обращения с отходами Ленинградской области, утв. Приказом Правительства Ленинградской области № 13 от 13.12.2023 г.

процесса газификации на лабораторном стенде уделяется изменению компонентного состава генераторного газа в зависимости от давления и температуры газифицирующего агента. В исследованиях [17, 18] разработаны методики расчета состава и характеристик генераторного газа по уравнениям равновесия реакций газификации.

В исследовании [19] рассматриваются проблемы создания ТЭС на ТКО, предложены рекомендации по выбору оптимальной энергетической структуры ТЭС. В [20] проведен анализ показателей работы ТЭС на ТКО с использованием расчетного комплекса *Boiler Designer* и определена нелинейная зависимость между производительностью ТЭС и электрической мощностью.

В работе [21] дана сравнительная характеристика различных методов утилизации ТКО, среди которых захоронение, сжигание, газификация и пиролиз, а также выделены их основные достоинства и недостатки. Показано, что газификация отходов является наиболее перспективным способом утилизации ТКО для последующего использования генераторного газа в газотурбинной установке. Также в работе в программном комплексе *Aspen Plus* был проведен расчет процесса газификации ТКО с дальнейшим сжиганием полученного газа в камере газотурбинной установки (ГТУ) и выработкой тепловой и электрической энергии. В результате расчета установлено, что коэффициент полезного использования теплоты топлива (КИТТ) сопоставим по значениям с КИТТ подобных установок, работающих на другом альтернативном топливе (торф, древесина и т.д.).

В [22] была предложена схема когенерационной ГТУ малой мощности с измененной последовательностью процессов для повышения КПД установки, работающей на продуктах газификации ТКО.

В исследовании [23] выполнен расчет энергетического и эксергетического балансов котла ТПП-210А при его работе на генераторном газе после газификации смеси твердых бытовых и сельскохозяйственных отходов и показано, что внедрение газификации позволит повысить термический и эксергетический КПД котла и заменить уголь и природный газ.

В работе [24] авторами проведен энергетический и эксергетический анализ тригенерационного цикла, работающего на ТКО, который включает в себя установку газификации, газотурбинный цикл, установку нагрева и холодильный цикл, в результате получен КИТТ, близкий по значению к КИТТ ТЭС на угле.

Анализируя существующие исследования по газификации ТКО для ПГУ можно отметить, что в настоящее время отсутствуют комплексные подходы к обоснованию наиболее приемлемой технологии газификации *RDF*-топлива для парогазовых установок утилизационного профиля.

Таким образом, цель данного исследования заключается в выборе технологии газификации *RDF*-топлива для последующего использования генераторного газа в производстве электрической и тепловой энергии в парогазовом цикле на ТЭЦ в г. Санкт-Петербурге.

Для достижения поставленной цели необходимо:

- 1) на основании региональных данных о располагаемом количестве исходных ТКО оценить ориентировочный состав и потенциальный выход *RDF*-топлива;
- 2) на основании анализа мирового и отечественного опыта по обращению с ТКО определить возможные типы газогенератора, тип газифицирующего агента;
- 3) оценить количество получаемого генераторного газа на единицу *RDF*-топлива и достигимый энергетический потенциал парогазового цикла на единицу *RDF*-топлива.

Материалы и методы

Усредненный морфологический состав для ТКО Санкт-Петербурга по данным на 2020 год из «Единой концепции обращения с ТКО на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области (с возможностью разделения потоков ТКО)» представлен в табл. 1.

Диапазон химического состава *RDF*-топлива и его теплотворной способности представлен в табл. 2 [3–5].

Таблица 1

Морфологический состав ТКО

Table 1

Morphological composition of MSW

Компонент	Содержание, масс. %	Низшая теплота сгорания, МДж/кг
Бумага	13,5	13,4
Картон	4,5	20,0
Полимеры:	18	33,7
Полиэтилентерефталат (ПЭТ)	5	22
Полиэтиленовая пленка	7	46,6
Прочая пленка	2	45,7
Пластик низкого давления (ПНД)	2	43,5
Пластик высокого давления (ПВД)	0,1	43
Поливинилхлорид (ПВХ)	0,1	19
Прочие пластики	1,8	22
Тетра-пак	1,5	24
Металл черный	3	0,05
Металл цветной	0,6	0,7
Стекло	10	0,15
Биоразлагаемая органика	22	12,5
Текстиль, кожа и резина	3,4	22,3
Дерево	2	13,8
Прочее	5,5	12
Крупногабаритный, более 450 мм	3	12
Отсев 0–20 мм	13	7
Итого	100	15,4

Таблица 2

Характеристики RDF-топлива

Table 2

RDF characteristics

Элементарный химический состав, %							Выход летучих V, %	Теплота сгорания Q, МДж/кг
C	H	N	S	O	W	A		
40 ÷ 80	5 ÷ 8	0 ÷ 2	0 ÷ 4	10 ÷ 40	0,5 ÷ 5	2 ÷ 35	30 ÷ 80	12 ÷ 30

При выборе типа газогенератора для парогазового цикла следует учитывать требования к получаемому генераторному газу:

- высокое давление генераторного газа;
- высокая теплотворная способность газа;
- очистка газа перед использованием его в газовой турбине.

Теплотворная способность получаемого генераторного газа и его компонентный состав во многом определяется не конструктивом установки, а типом газифицирующего агента. Наиболее доступным окислителем является воздух, однако при газификации воздухом генераторный газ получается с высоким содержанием балластных газов и низкокалорийным. В связи с этим предлагается использовать смесь водяного пара и воздуха.

Для оценки характеристик генераторного газа, получаемого при различном дутье, был проведен расчет процесса газификации по равновесным реакциям по методу Д.Б. Гинзбурга [25]. Суть метода заключается в определении парциальных давлений компонентов генераторного газа с помощью расчета констант равновесия характерных обратимых реакций газификации и определения парциальных давлений газифицирующей смеси. В качестве реакций равновесия выбраны следующие:



Выход сухого газа рассчитывается по балансу углерода, м³/кг:

$$V_{\text{сух}} = \frac{C^p - (C_{\text{ун}} + C_{\text{шл}})}{\frac{12}{22,4} \cdot (CO + CO_2 + CH_4)}, \quad (4)$$

где $C_{\text{ун}}$, $C_{\text{шл}}$ – потери углерода с уносом и шлаком соответственно, %; CO, CO₂, CH₄ – содержание монооксида углерода, углекислого газа и метана в газе, об. %.

В качестве летучих газов в зоне газификации, помимо углеродосодержащих компонентов, выделяются сероводород, азот, водяной пар и водород, объемный выход которых определяется по формулам, м³/кг:

$$V_{H_2S} = 0,007 \cdot S^p, \quad (5)$$

$$V_{N_2} = 0,008 \cdot N^p, \quad (6)$$

$$V_{H_2O} = 0,0124 \cdot W^p + 0,111 \cdot \frac{H^p}{2}, \quad (7)$$

$$V_{H_2} = 0,111 \cdot \frac{H^p}{2}. \quad (8)$$

Суммарный выход генераторного газа с 1 кг RDF-топлива, м³/кг:

$$V = V_{\text{сух}} + V_{H_2S} + V_{N_2} + V_{H_2O} + V_{H_2}. \quad (9)$$

При этом принимается, что половина водорода топлива переходит во влагу, вторая половина – в водяной пар.

Расчет проводился для нескольких типов газифицирующего агента и его различного давления: воздух ($P = 1$ атм), воздух + водяной пар ($P = 1$ атм), воздух + водяной пар ($P = 20$ атм), кислород + пар ($P = 1$ атм), кислород + пар ($P = 20$ атм).

В качестве исходных данных задавалась температура процесса газификации $t = 850$ °С, соотношение воздух/пар и кислород/пар, давление газифицирующего агента. Константы равновесия определялись по табличным данным в зависимости от температуры.

Зная выход генераторного газа V и его теплотворную способность Q_n^p и принимая КПД парогазовой установки $\eta_{пгв} = 50\%$, можно определить удельную выработку электроэнергии в парогазовом цикле в расчете на 1 кг/с *RDF*-топлива, МВт:

$$N_{пгв} = V \cdot Q_n^p \cdot \eta_{пгв}. \quad (10)$$

Удельные затраты электроэнергии на привод дожимного компрессора генераторного газа при атмосферном дутье определяются по формуле, МВт/кг *RDF*:

$$N_{дк} = c_p \cdot T_1 \cdot (\pi^{m/\eta_{oi}} - 1) \cdot G_T,$$

где c_p – теплоемкость генераторного газа, кДж/(кг·К); T_1 – температура газа на входе в компрессор, К; $\pi = p_2/p_1$ – степень сжатия газа в компрессоре от начального давления p_1 до конечного p_2 ; $m = R/c_p$ – коэффициент; R – характеристическая газовая постоянная генераторного газа, кДж/(кг·К); η_{oi} – относительный внутренний КПД компрессора; G_T – массовый выход генераторного газа, кг/кг *RDF*.

Результаты и обсуждение

Обзор существующих технологий газификации

Состав получаемого генераторного газа во многом определяется не только свойствами исходного сырья, но и технологией газификации. Поэтому методы газификации принято классифицировать по признакам [26], приведенным на рис. 1.

В автотермических газогенераторах теплота для эндотермических реакций процесса газификации подводится за счет сжигания части топлива непосредственно в газогенераторе, а в аллотермических – теплота подводится извне. Наиболее распространенным способом является автотермический, так как процессы в реакторе протекают самопроизвольно и нет необходимости в постоянном источнике теплоты для поддержания температуры газификации.

Газогенераторы с атмосферным давлением используются для непосредственного сжигания генераторного газа в топке котла и выработки тепловой и электрической энергии. В случае, когда газогенератор работает в сочетании с газовой турбиной, более предпочтительным вариантом является газификация при среднем и высоком давлении, так как это позволит снизить затраты на привод в дожимных компрессорах.

В зависимости от газифицирующего агента получаемый генераторный газ имеет различный компонентный состав и теплотворную способность, что влияет на отрасль использования полученного газа. Так, при осуществлении воздушного дутья более 50% газа будет составлять инертный азот, вследствие чего низкая теплота сгорания (менее 6 МДж/м³) такого генераторного газа позволит использовать его только для сжигания в котлах и выработки электроэнергии и теплоты как альтернативу природному газу. Кислородное и парокислородное дутье способствует образованию высокой доли горючих компонентов газа – СО и Н₂, а отсутствие балластных газов не вызовет снижение его теплотворной способности. Такой генераторный газ может быть использован в силовых машинах (газовые турбины, двигатели внутреннего сгорания) для производства синтез-газа с последующим выделением водорода и для химического производства [27]. Газификация углекислым газом или водяным паром осуществляется в аллотермических реакторах, так как реакции процесса эндотермические и требуют подвода тепла извне.



Рис. 1. Методы газификации ТКО и RDF-топлива
 Fig. 1. Gasification methods for MSW and RDF

Процесс газификации является многостадийным, вследствие чего объем газогенератора условно разделяют на несколько зон, в которых происходят характерные реакции, представленные в табл. 3 [8, 28, 29]. Свежее топливо подается в газогенератор и поступает в зону сушки, где при температуре до 120 °С происходит удаление влаги, после чего попадает в зону пиролиза, где при температурах 120 ÷ 700 °С происходит выделение летучих, кокса и смол, а также частичное окисление. Далее продукты пиролиза поступают в зону горения и газификации, где при температурах 800 ÷ 1200 °С протекают реакции окисления углеродосодержащих соединений [8]. В зависимости от типа газифицирующего агента в процессе будут преобладать разные реакции. Так, для воздушного дутья характерно только протекание реакций 1–6, для кислородного – реакции 1–7, 14, 15, для паровоздушного и парокислородного дутья характерны все реакции, представленные в табл. 3.

Слоевые газогенераторы с обращенным процессом составляют примерно 75% всех газогенераторов, продаваемых на коммерческом рынке, за ними следуют газогенераторы с кипящим слоем (20%), газогенераторы прямого процесса (2,5%) и остальные (2,5%) [30]. Процесс получения генераторного газа осуществляется в реакторе цилиндрической формы в течение 900 ÷ 1800 с при высоких давлениях (0,1 ÷ 10 МПа) и температурах (500 ÷ 1200 °С) [31]. В слоевых газогенераторах с прямым процессом топливо и газифицирующий агент движутся навстречу друг другу и газ отбирается из верхней части генератора (рис. 2а), а с обращенным процессом – параллельно и газ отбирается из нижней части газогенератора (рис. 2б). При поперечном процессе подача топлива осуществляется сверху, дутье – сбоку, а газ отбирается на уровне подачи дутья с противоположной стороны установки (рис. 2в).

Мощность слоевых газогенераторов обычно не превышает 10 МВт, что связано с низкой рентабельностью строительства более мощных генераторов и сложностью масштабирования установок. Слоевые газогенераторы как на ТКО, так и на биомассе нашли совместное применение с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) для децентрализованного производства электроэнергии [32]. Газогенераторы обращенного процесса используются в коммерческих целях в случае, когда требования к качеству генераторного газа не строгие, а газогенераторы с поперечным процессом не считаются конкурентоспособными и практически не используются [33].

Внедрение технологии газификации в кипящем слое позволяет увеличить мощность установки до 20 МВт и более, незначительно усложняя конструкцию и сложность эксплуатации.

Таблица 3

Основные реакции процесса газификации

Table 3

Basic reactions of the gasification process

№ реакции	Наименование реакции	Реакция	Тепловой эффект реакции
1	Зона сушки	$RDF_{вл.} \rightarrow RDF_{сух.} + H_2O$	
2	Зона пиролиза (выход летучих)	$RDF_{сух.} + Q \rightarrow \text{кокс} + \text{летучие}$	
3	Зона горения (реакции окисления)	$C + 0,5O_2 \rightarrow CO$	- 111 кДж/моль
4		$CO + O_2 \rightarrow CO_2$	- 283 кДж/моль
5		$C + O_2 \rightarrow CO_2$	- 394 кДж/моль
Зона газификации:			
6	Реакция Будуара	$C + CO_2 \rightarrow 2CO$	+ 172 кДж/моль
7	Реакции метанизации	$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$	- 242 кДж/моль
8		$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$	- 227 кДж/моль
9		$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$	+ 165 кДж/моль
10	Реакция паровой конверсии	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	- 41 кДж/моль
11	Реакция парового риформинга	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$	+ 131 кДж/моль
12	Реакции реформинга метана	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$	+ 227 кДж/моль
13		$2CO + 2H_2 \rightarrow CH_4 + CO_2$	+ 247 кДж/моль
14		$CH_4 + 0,5O_2 \rightarrow CO + 2H_2$	- 36 кДж/моль
15		$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$	- 803 кДж/моль

Газогенераторы кипящего слоя представляют собой установку, в которую сверху подается топливо, а снизу вводится псевдоожижающая среда вместе с инертным твердым теплоносителем, что способствует активации реакций газификации при температурах $800 \div 1000$ °С [10]. В газогенераторе со стационарным кипящим слоем (рис. 3а) скорость частиц топлива уравнивается со скоростью набегающего на них потока газифицирующего агента, вследствие чего достигается скорость витания частиц и слой кипит. Скорость газифицирующего агента для данного типа газогенераторов составляет $1 \div 3$ м/с [33]. Инертный материал используется для поддержания кипящего слоя, а также способствует интенсификации теплообмена между слоем и газифицируемым топливом, вследствие чего ускоряет процесс газификации. В газогенераторах с циркулирующим кипящим слоем (рис. 3б) скорость газифицирующего агента достигает $3 \div 10$ м/с, вследствие чего частицы топлива выносятся из зоны реакции в газодол, где улавливаются циклоном и возвращаются в слой. Такая рециркуляция обеспечивает высокую степень газификации топлива [34].

Поточные газогенераторы (рис. 3в) позволяют получить генераторный газ, который находит применение в установках с внутрицикловой газификацией (ПГУ-ВЦГ), мощность которых достигает 600 МВт [35]. Пылевидное топливо и газифицирующий агент подается через горелочное устройство в газогенератор, где обеспечивается большой реакционный объем и интенсивное перемешивание частиц. В качестве газифицирующего агента чаще всего используется кислород,

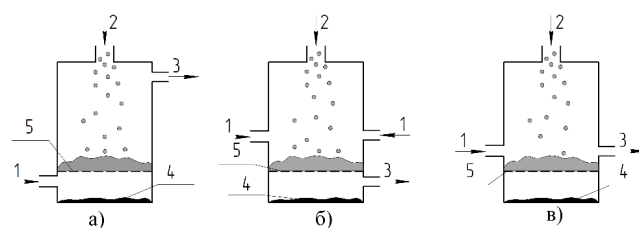


Рис. 2. Принципиальные схемы слоевых газогенераторов: а) прямого противоточного процесса; б) обращенного прямоточного процесса; в) поперечного процесса: 1 – газифицирующий агент; 2 – топливо; 3 – генераторный газ; 4 – зола; 5 – решетка

Fig. 2. Schematic diagrams of gasifiers: a) with counter-current fixed bed (“up draft”); b) with co-current fixed bed (“down draft”); c) cross flow: 1 – gasifying agent; 2 – fuel; 3 – producer gas; 4 – ash; 5 – grid

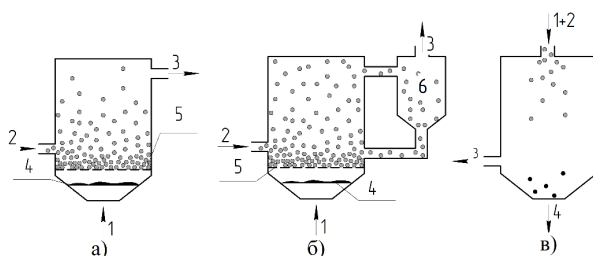


Рис. 3. Принципиальные схемы газогенераторов: а) с кипящим слоем; б) с циркулирующим кипящим слоем; в) поточный: 1 – газифицирующий агент; 2 – топливо; 3 – генераторный газ; 4 – зола; 5 – решетка; 6 – циклон

Fig. 3. Schematic diagrams of gasifiers: a) with fluidized bed; b) with circulating fluidized bed; c) entrained flow: 1 – gasifying agent; 2 – fuel; 3 – producer gas; 4 – ash; 5 – grid; 6 – cyclone

а рабочие температуры достигают $1200 \div 1500$ °С. Хотя эффективность преобразования топлива близка к 100%, его применимость остается ограниченной вследствие необходимости тонкого помола топлива.

Для повышения эффективности технологии газификации ведутся разработки многоступенчатой газификации, где стадии процесса разделены между собой и могут быть организованы в отдельных реакторах.

Наиболее распространенным в этом направлении является двухстадийный газогенератор с двойным циркулирующим кипящим слоем (рис. 4), который включает в себя два реактора с псевдоожиженным слоем: в первом реакторе происходит процесс газификации, где газифицирующий агент – пар, а во втором – процесс горения, которое осуществляется на воздушном дутье [36]. Тепло, которое выделяется в процессе горения, используется для обеспечения стабильности эндотермических реакций газификации паром, за счет чего получается генераторный газ с высоким содержанием горючих компонентов и низким содержанием балластных газов. Также отмечается большой выход смол в продуктивном газе [32]. Данный тип газогенераторов используется для газификации биомассы, например, в Гюссинге и Оберварте, Австрия (8 и 8,5 МВт), и Ульме, Германия (15 МВт) [31]. Также проводятся испытания пилотных установок по газификации пластика в двухстадийных реакторах кипящего слоя [37], которые показывают высокую теплотворную способность генераторного газа (более 16 МДж/м³) и большой выход смол (до 100 г/нм³).

Известны также разработки двухстадийной газификации в установках с неподвижным слоем обращенного процесса (рис. 5), где зоны пиролиза и газификации разделены и проводятся в отдельных реакторах с промежуточной высокотемпературной зоной крекинга смолы [37]. Данный

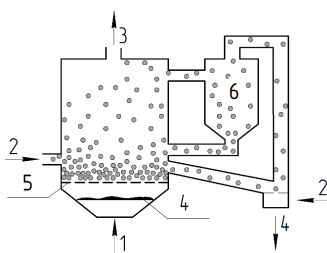


Рис. 4. Принципиальная схема газогенератора с двойным циркулирующим кипящим слоем:
1 – газифицирующий агент; 2 – топливо; 3 – генераторный газ; 4 – зола; 5 – решетка; 6 – циклон

Fig. 4. Schematic diagram of gasifier with double circulating fluidized bed:
1 – gasifying agent; 2 – fuel; 3 – producer gas; 4 – ash; 5 – grid; 6 – cyclone

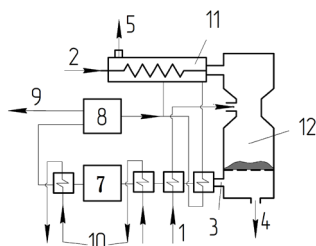


Рис. 5. Принципиальная схема газогенератора *Viking*: 1 – воздух; 2 – биомасса; 3 – генераторный газ;
4 – зола; 5 – решетка; 6 – дымовые газы; 7 – фильтр; 8 – двигатель; 9 – электроэнергия;
10 – теплофикация; 11 – зона пиролиза; 12 – зона газификации

Fig. 5. Schematic diagram of the *Viking* gasifier: 1 – air; 2 – biomass; 3 – producer gas; 4 – ash; 5 – grid; 6 – flue gases;
7 – filter; 8 – engine; 9 – electrical energy; 10 – district heating; 11 – pyrolysis zone; 12 – gasification zone

тип газогенераторов хорошо показал себя при работе на биомассе на установке *Viking* (200 кВт), где отмечается низкая концентрация смол ($< 15 \text{ мг/нм}^3$) в генераторном газе.

Основные преимущества и недостатки конструкций газогенераторов представлены в табл. 4 [7, 30, 11]. Состав генераторного газа для различных конструкций газогенераторов представлен в табл. 5 [10].

Анализ мирового опыта газификации твердых коммунальных отходов и RDF-топлива

Наибольшее промышленное распространение газификация отходов и RDF-топлива получила в Японии, где построено и эксплуатируется более 100 заводов [4]. Главными поставщиками оборудования для газификации отходов являются следующие компании: *Nippon Steel*, *Kobelco-Eco*, *JFE*, *Hitachi Zosen*, *Ebara* и *Mitsui Engineering & Shipbuilding*.

Компания *Nippon Steel* является лидером по количеству установленных мощностей по газификации отходов – 47 действующих заводов, крупнейший из которых мощностью 23,5 МВт, и три завода на этапе строительства [39]. Технология *Nippon Steel* основана на слоевых газогенераторах прямого процесса с жидким шлакоудалением и кислородно-воздушным дутьем (рис. 6). Топливо вместе с коксом и известняком подается в верхней части газогенератора и опускается на колосниковую решетку. В нижнюю часть слоя подается воздух, обогащенный кислородом (около 36%). Кислород взаимодействует с углеродосодержащей частью отходов и коксом, что способствует поддержанию высокой температуры в нижней части газогенератора – до 1800 °С, благодаря чему неорганическая часть отходов плавится и выводится с помощью системы жидкого шлакоудаления. Полученный генераторный газ с температурой около 1100 °С сразу подается в котел, где сжигается и нагревает пар, который вращает турбину [40].

Таблица 4

Преимущества и недостатки основных типов газогенераторов

Table 4

Advantages and disadvantages of the main types of gasifiers

Тип газогенератора	Технические условия	Преимущества	Недостатки
Слоевой газогенератор с прямым процессом	Содержание влаги < 50%; Объемная плотность > 400 кг/м ³ ; Зольность на сухую массу < 15%; Давление 0,1 ÷ 10 МПа.	Простота конструкции; высокая степень конверсии углерода; низкое содержание золы; использование влажного топлива.	Большой выход смол (> 100 г/нм ³); низкая управляемость процесса.
Слоевой газогенератор с обращенным процессом	Содержание влаги < 20%; Объемная плотность > 500 кг/м ³ ; Зольность на сухую массу < 5%; Давление 0,1 ÷ 10 МПа.	Простота конструкции; высокая степень конверсии углерода; низкое содержание смол (< 10 г/нм ³).	Ограничения по увеличению мощности; высокая температура генераторного газа; высокие требования к влажности и зольности топлива.
Слоевой газогенератор с поперечным процессом	Содержание влаги < 25%; Объемная плотность > 500 кг/м ³ ; Зольность на сухую массу < 10%; Давление 0,1 ÷ 10 МПа.	Простота конструкции; низкое содержание смол (0,01 ÷ 0,1 г/нм ³).	Ограничения по увеличению мощности; высокие требования к влажности и зольности топлива.
Газогенератор со стационарным кипящим слоем	Содержание влаги < 55%; Объемная плотность > 100 кг/м ³ ; Зольность на сухую массу < 25%; Давление 0,1 ÷ 0,3 МПа.	Высокая степень смешения топлива и газифицирующего агента; высокая конверсия углерода; хороший контроль температуры; низкие требования к качеству топлива; хорошая масштабируемость.	Запыленность газа; содержание смолы (< 10 г/нм ³); образование агломераций частиц инертного материала с золой; ограничения по размеру частиц топлива; относительно низкая температура процесса; высокие инвестиции.
Газогенератор с циркулирующим кипящим слоем	Содержание влаги < 55%; Объемная плотность > 100 кг/м ³ ; Зольность на сухую массу < 25%; Давление 0,1 ÷ 0,3 МПа.	Гибкость процесса; высокая конверсия углерода; низкий выход смол; хорошая способность к масштабированию.	Коррозия и истирание поверхности реактора; высокий унос с золой; высокая температура газа; ограничения по размеру частиц топлива; высокие инвестиции.
Поточный газогенератор	Содержание влаги < 15%; Объемная плотность > 400 кг/м ³ ; Зольность на сухую массу < 20%; Давление 0,2 ÷ 0,8 МПа.	Быстрая и высокая конверсия углерода; отсутствие смолы; подходит для больших масштабов.	Отложения золы на стенках газогенератора; высокие инвестиции; ограничения по размеру частиц топлива; предварительная подготовка топлива.
Газогенератор с двойным циркулирующим кипящим слоем	Содержание влаги < 50%; Объемная плотность > 100 кг/м ³ ; Зольность на сухую массу < 25%; Давление 0,1 ÷ 0,3 МПа.	Гибкость процесса; высокая конверсия углерода; низкая запыленность газа; высокая теплота сгорания газа; низкая температура газа.	Высокий выход смол; коррозия стенок реактора; ограничения по размеру частиц топлива; высокие инвестиции.

Компания *Kobelco-Eco* реализует технологию газификации в стационарном кипящем слое в сочетании с плавильной печью, где в качестве твердого теплоносителя используется песок, а в качестве газифицирующего агента – воздух (рис. 7). Газогенератор с плавильной печью работает

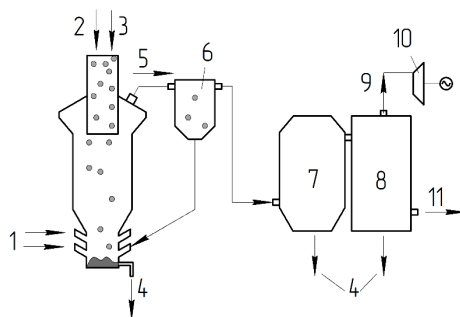


Рис. 6. Принципиальная схема газогенератора *Nippon Steel*: 1 – воздух, обогащенный кислородом; 2 – отходы; 3 – кокс + известняк; 4 – шлак; 5 – генераторный газ; 6 – циклон; 7 – камера сгорания; 8 – котел; 9 – водяной пар; 10 – турбина; 11 – уходящие дымовые газы

Fig. 6. Schematic diagram of the *Nippon Steel* gasifier: 1 – oxygen enriched air; 2 – waste; 3 – coke + limestone; 4 – slag; 5 – producer gas; 6 – cyclone; 7 – combustion chamber; 8 – boiler; 9 – water steam; 10 – turbine; 11 – exhaust flue gases

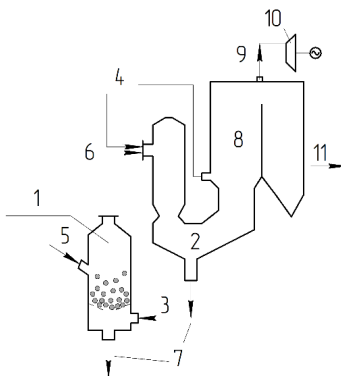


Рис. 7. Принципиальная схема газогенератора *Kobelco-Eco*: 1 – газогенератор; 2 – плавильная печь; 3 – первичный воздух; 4 – вторичный воздух; 5 – отходы; 6 – генераторный газ; 7 – шлак; 8 – котел; 9 – пар; 10 – турбина; 11 – уходящие дымовые газы

Fig. 7. Schematic diagram of the *Kobelco-Eco* gasifier: 1 – gasifier; 2 – melting furnace; 3 – primary air; 4 – secondary air; 5 – waste; 6 – producer gas; 7 – slag; 8 – boiler; 9 – steam; 10 – turbine; 11 – exhaust flue gases

следующим образом: топливо попадает в газогенератор, где происходит газификация в кипящем слое; образовавшийся генераторный газ подается в плавильную печь, где сжигается при высокой температуре, при этом зола, которая образовалась в результате газификации, плавится и выводится вместе с расплавленным шлаком с помощью системы жидкого шлакоудаления [41]. Полученный генераторный газ сжигается в последующих ступенях установки, отдавая тепло пару, который отправляется на турбину. На счету у компании числится 18 заводов, крупнейший из которых мощностью 10 МВт.

Компания *JEF* предлагает технологию газификации в реакторе кипящего слоя с зоной плавления шлака при температурах $1200 \div 1600$ °C (рис. 8). Топливо и незначительная часть кокса (около 5%) подается в верхней части газогенератора, а газифицирующий агент (воздух) – через фурмы в боковых стенках газогенератора. Первичный воздух обогащается кислородом (до 30%) и подается в нижнюю часть генератора – зону плавления шлака, откуда расплавленный шлак выводится с помощью системы жидкого шлакоудаления [42]. Полученный генераторный газ реализуют двумя способами: 1) очищают и направляют на газовую турбину; 2) направляют в

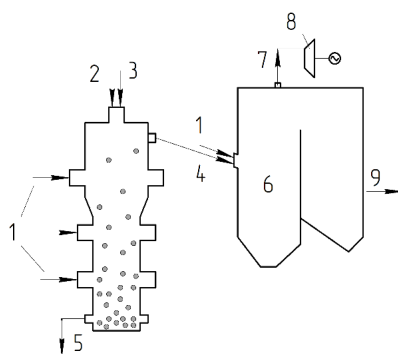


Рис. 8. Принципиальная схема газогенератора *JEF*: 1 – первичный, вторичный и третичный воздух; 2 – топливо; 3 – кокс + известняк; 4 – генераторный газ; 5 – шлак; 6 – котел; 7 – пар; 8 – турбина; 9 – уходящие дымовые газы

Fig. 8. Schematic diagram of the *JEF* gasifier: 1 – primary, secondary and tertiary air; 2 – fuel; 3 – coke + limestone; 4 – producer gas; 5 – slag; 6 – boiler; 7 – steam; 8 – turbine; 9 – exhaust flue gases

котел, где он сжигается и отдает тепло пару, который вращает паровую турбину. Сейчас у компании десять действующих заводов с максимальной мощностью 20 МВт.

Компания *Hitachi Zosen Inova* построила более десяти заводов, реализующих технологию кипящего слоя с технологией плавления шлака [4]. В целом же данная технология не существенно отличается от представленной установки компании *Kobelco-Eco*.

Таблица 5

Характеристики генераторного газа для различных типов газогенераторов

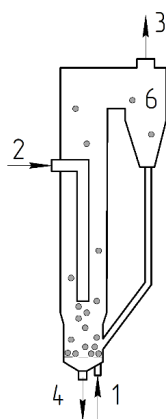
Table 5

Characteristics of producer gas for various types of gasifiers

Тип газогенератора (газифицирующий агент)	Состав газа, %					Теплота сгорания Q, МДж/м ³
	CO	CO ₂	H ₂	CH ₄	N ₂	
Слоевой (воздух)	13 ÷ 18	12 ÷ 16	11 ÷ 16	2 ÷ 6	45 ÷ 60	4 ÷ 6
Кипящий слой (пар)	25 ÷ 30	20 ÷ 25	35 ÷ 40	9 ÷ 11	0 ÷ 5	12 ÷ 14
Поточная (кислород)	45 ÷ 55	10 ÷ 15	23 ÷ 28	0 ÷ 1	0 ÷ 1	10 ÷ 12

Компания *Ebara* представляет технологий двухстадийной газификации в кипящем слое с внутренней циркуляцией. Топливо вместе с инертным теплоносителем (песок) подается с боковой части газогенератора, а воздух подается снизу для обеспечения псевдооживления слоя. Процесс газификации происходит при температуре 500 ÷ 600 °С. Наклонная конфигурация стенок газогенератора непосредственно над зоной кипящего слоя способствует завихрению потока в центре, что сдерживает расширение слоя и минимизирует вынос мелких частиц. Так как температуры процесса довольно низкие, то образующаяся зола не спекается. Генераторный газ выходит из газогенератора и попадает в циклонную камеру сгорания, где сжигается при температурах 1350 ÷ 1450 °С с добавлением вторичного воздуха. Неорганические компоненты золы плавятся в циклонной камере и выводятся с расплавленным шлаком. Генераторный газ направляется на сжигание и осуществляется паросиловой цикл [43]. Компания построила 15 заводов на основе данной технологии, крупнейший из которых мощностью 21 МВт.

В целом следует отметить, что японские компании при разработках технологий газификации делают упор не только на полезное использование полученного генераторного газа, но и на

Рис. 9. Принципиальная схема газогенератора *Valmet*:

1 – воздух; 2 – топливо; 3 – генераторный газ; 4 – шлак; 5 – цикло

Fig. 9. Schematic diagram of the *Valmet* gasifier: 1 – air; 2 – fuel; 3 – producer gas; 4 – slag; 5 – cyclone

извлечение ценных компонентов из шлака и возможность его последующей утилизации. Именно в связи с политикой рационального использования шлака связано повсеместное применение в японских технологиях плавильной зоны в газогенераторе или отдельной плавильной печи.

Среди Западных стран можно выделить следующие компании-поставщики технологий и оборудования для газификации отходов: *Valmet* (Финляндия), *Energos* (Норвегия) и *EQTEC* (Испания).

Крупнейшим производителем газогенераторов на европейском рынке является компания *Valmet*, которая реализует технологию газификации в циркулирующем кипящем слое [44]. В качестве газифицирующего агента используется воздух, который подается из нижней зоны газогенератора. Топливо и инертный теплоноситель (известняк) подается в верхней части реактора (рис. 9). Температура газификации составляет примерно 850 °С, что не позволяет плавиться золе. Смесь генераторного газа, несгоревшей части топлива и золы направляется в циклон, где происходит отделение крупной фракции от газообразных веществ. Газообразные компоненты с мелкой фракцией пыли выводятся из газогенератора, а крупная фракция возвращается на дно реактора. Крупнейшей станцией по газификации отходов является электростанция в г. Лахти (Финляндия), установленная мощность которой 160 МВт.

Компания *Energos* реализует технологию газификации в неподвижном слое с камерой сгорания, которая установлена сразу после газогенератора [45]. В качестве газифицирующего агента подается воздух, также в газогенераторе осуществляется рециркуляция генераторного газа, что позволяет поддерживать постоянной температуры процесса – около 850 °С. Компания построила семь заводов на основе данных установок, мощность которых достигает 16,4 МВт.

Компания *EQTEC* предлагает газогенератор со стационарным кипящим слоем, где газифицирующим агентом выступает воздух и водяной пар, а процесс протекает при температурах 850 ÷ 900 °С [46]. Компания уже реализовала два проекта на 6 МВт мощности, и семь станций находятся на этапе строительства.

Таким образом, западный рынок технологий газификации развивается в сторону повышения эффективности энергетической утилизации отходов. Извлечение ценных компонентов из золы не ставится приоритетной задачей и поэтому технологии плавления шлака не реализуются.

Анализ отечественного опыта обращения с твердыми коммунальными отходами

Термическая утилизация ТКО в России является логичным и перспективным способом обращения с отходами, однако пока что развитие данного направления находится на начальном этапе. В силу специфики топливно-энергетического комплекса нашей страны и больших запасов традиционных видов топлива развитие энергетической утилизации отходов во многом зависит от

заинтересованности крупных энергетических компаний в использовании ТКО в качестве энергетического ресурса, а также государственной поддержки и регулирования. Шаг по государственному стимулированию разработок в области энергетической утилизации отходов был предпринят вступлением в силу Федерального закона № 450-ФЗ от 27.12.2019 г., в котором использование твердых коммунальных отходов в качестве возобновляемого источника энергии (вторичных энергетических ресурсов) после извлечения из них ценных компонентов приравнивается к утилизации отходов, что создает новые перспективы для строительства ТЭС на ТКО.

В России уже существует несколько относительно крупных предприятий по утилизации отходов сжиганием, только три из которых направлены на выработку электроэнергии: 1) Московский спецзавод № 2 (МСЗ № 2) мощностью 130 тыс. т/год (законсервирован); 2) МСЗ № 4 мощностью 250 тыс. т/год; 3) МСЗ № 3 мощностью 360 тыс. т/год. Отпуск теплоты посредством сжигания отходов осуществляется Мурманским заводом термической обработки ТКО (АО «Завод ТО ТКО»), мощность которого составляет 120 тыс. т/год. Ранее также эксплуатировался МСЗ во Владивостоке, мощность которого составляла 100 тыс. т/год, но с 2019 года он закрыт [6]. Известен также действующий с 2011 года спецзавод «Квант» в г. Новосибирске мощностью до 15 тыс. т/год.

После вступления в силу Постановления № 240 от 28.02.2017 г. и Распоряжения № 354-р, № 355-р от 28.02.2017 г., которые распространили меры государственной поддержки на генерирующие компании, работающие на основе сжигания ТКО, а также объявления Указом Президента РФ № 7 от 05.01.2016 г. 2017 года годом экологии, ООО «Альтернативная генерирующая компания» (АГК) начало строительство четырех мусоросжигательных заводов в Московской области (АГК-1) мощностью 700 тыс. т/год (электрическая мощность 70 МВт) и одного в Республике Татарстан (АГК-2) мощностью 550 тыс. т/год (55 МВт) [47]. На МСЗ будут установлены паровые котлы Е-95,2-7,0-430 (АГК-1) и Е-113,3-7,0-430 (АГК-2) производства ПАО «ЗиО-Подольск» и паровые турбины Кп-77-6,8 (АГК-1) и Кп-55-6,8 (АГК-2), произведенные на Уральском турбинном заводе. Компанией уже запущены четыре комплекса по переработке отходов, которые включают в себя сортировку и переработку той части отходов, которая пригодна к вторичному использованию.

Технологическим партнером проекта является компания *Hitachi Zosen Inova (HZI)*, которая считается одним из лидеров на рынке сжигания отходов и построила более 500 заводов по всему миру. Технология *HZI* предполагает сжигание отходов на подвижной колосниковой решетке, охлаждаемой воздухом. Это позволяет поддерживать температуру в зоне горения порядка 1260 °С. Дымовые газы в котле передают теплоту пару, который направляется на выработку электроэнергии в турбине. Охлажденные дымовые газы поступают в систему очистки и в дымовую трубу, а шлак направляется на дорожное строительство.

Таким образом, в России термическая утилизация отходов начинает обретать популярность, однако на данном этапе развитие и промышленное применение получила только технология сжигания ТКО. Газификация же отходов пока не является востребованным направлением, что связано с несколькими факторами: 1) недостаточная эксплуатационная изученность процесса как в мировой практике, так и в российском научном обществе; 2) низкая заинтересованность в использовании отходов в газовом и парогазовом цикле; 3) более высокие капиталовложения в проект, что связано с наличием двух реакторов – непосредственно газогенератора и камеры сгорания; 4) использование во многих процессах газификации дополнительных компонентов, например, кислорода для получения высококалорийного газа, кокса или природного газа для плавления шлака или устойчивого горения.

Расчет состава генераторного газа и мощности ПГУ

Для производства *RDF*-топлива негорючие и токсичные компоненты ТКО отделяются, и тогда примерный состав *RDF*-топлива, представленный в табл. 6, позволит получить топливо с теплотой

сгорания 18,7 МДж/кг в количестве 575 тыс. т/год. При этом процент извлечения из отходов компонентов для *RDF*-топлива составляет порядка 34%. Также в расчете мощности ТЭЦ на *RDF*-топливе следует учитывать количество отходов, которые направляются на вторичную сортировку – для Санкт-Петербурга в 2020 году доля вторичной сортировки и переработки составляет 15%. С учетом доли вторичной переработки на производство *RDF*-топлива ежегодно будет поступать около 488 тыс. т отходов (15,5 кг/с).

Для дальнейших расчетов был определен элементарный химический состав *RDF*-топлива по компонентному его составу, который представлен в табл. 6. Теплота сгорания компонентов и *RDF*-топлива определена по формуле Д.И. Менделеева.

Таблица 6

Химический состав *RDF*-топлива

Table 6

Chemical composition of *RDF*

Компонент	Содержание, масс. %	Элементарный химический состав на рабочую массу, %							Теплота сгорания Q, МДж/кг
		C	H	O	N	S	A	W	
Бумага	39,9	27,7	3,7	26,3	0,16	0,14	17	25	9,7
Картон	13,3	48	6	24,8	0,1	0,1	6	15	19,4
Дерево	5,9	40,5	4,8	33,8	0,1	–	0,8	20	14,5
Текстиль, кожа и резина	10,1	52,7	5	17,9	1,8	0,3	9,8	12,5	20,8
ПЭТ	14,8	62,93	4,23	32,14	–	–	0,7	–	22,2
Пластик низкого давления (ПНД)	5,9	85,74	14,07	–	0,09	–	0,1	–	43,6
Пластик высокого давления (ПВД)	0,3	86,42	12,28	–	0,72	0,17	0,41	–	42,0
Прочие пластики	5,3	85,76	13,91	0,13	0,1	–	0,1	–	43,4
Тетра-пак	4,4	47,68	4,87	24,52	0,06	0,06	11	11,81	18,2
<i>RDF</i> -топливо	–	47	5,5	23,1	0,3	0,1	9	15	18,7

Наибольшее давление генераторного газа (около 1 ÷ 20 атм) может достигаться только в газогенераторах слоевого типа, и, так как в парогазовом цикле использование газа высокого давления позволяет снизить затраты на привод в дожимных компрессорах, в работе принят слоевой тип газогенератора.

В результате расчета процесса газификации по равновесным реакциям были определены константы равновесия реакций и рассчитан состав генераторного газа для воздушного, паровоздушного и парокислородного дутья при различном давлении. Результаты расчета состава генераторного газа для *RDF*-топлива представлены в табл. 7.

Следует учитывать, что для воздушной газификации полученный выход CO – максимально возможный, при условии, что весь углерод топлива так или иначе переходит в монооксид углерода и углекислый газ не образуется. В реальных условиях доля CO₂ в воздушном генераторном газе будет достигать до 15%, вследствие чего теплота сгорания такого газа снизится.

При паровоздушном и парокислородном дутье количество образовавшегося метана будет тем выше, чем выше давление в газогенераторе и ниже температура процесса.

Результаты расчета выхода генераторного газа, потребности в газифицирующем агенте, а также удельная выработка электроэнергии в парогазовом цикле представлены в табл. 8.

Таблица 7

Компонентный состав генераторного газа

Table 7

Component composition of producer gas

№	Тип дутья	Состав генераторного газа, %						
		CO	H ₂	CO ₂	H ₂ O	N ₂	H ₂ S	CH ₄
1	Воздух <i>P</i> = 1 атм	27,73	0,1	0,51	17,48	54,16	0,02	–
2	Пар + воздух H ₂ O : O ₂ = 2 : 1 <i>P</i> = 1 атм	28,05	25,47	0,61	18,12	27,62	0,03	0,10
3	Пар + воздух H ₂ O : O ₂ = 2 : 1 <i>P</i> = 20 атм	19,54	21,62	5,71	19,8	32,05	0,02	1,26
4	Пар + кислород H ₂ O : O ₂ = 4 : 1 <i>P</i> = 1 атм	35,80	38,75	1,12	23,84	0,11	0,03	0,35
5	Пар + кислород H ₂ O : O ₂ = 4 : 1 <i>P</i> = 20 атм	23,48	32,51	9,61	30,46	0,11	0,03	3,8

Таблица 8

Результаты расчета мощности ПГУ

Table 8

CCGT plant power calculation results

№	Тип дутья	Выход газа, м ³ /кг	Теплота сгорания, МДж/м ³	Расход воздуха или кислорода, м ³ /кг	Расход пара, кг/кг	Удельная выработка электроэнергии в парогазовом цикле, МВт/кг RDF	Удельные затраты электроэнергии на привод дожимного компрессора, МВт/кг RDF
1	Воздух <i>P</i> = 1 атм	2,81	3,559	1,588	0	5,001	3,474
2	Пар + воздух H ₂ O : O ₂ = 2 : 1 <i>P</i> = 1 атм	2,759	6,379	0,685	0,411	8,801	3,310
3	Пар + воздух H ₂ O : O ₂ = 2 : 1 <i>P</i> = 20 атм	2,994	5,289	0,89	0,534	7,917	–
4	Пар + кислород H ₂ O : O ₂ = 4 : 1 <i>P</i> = 1 атм	2,13	8,889	0,266	1,52	9,466	3,186
5	Пар + кислород H ₂ O : O ₂ = 4 : 1 <i>P</i> = 20 атм	2,151	7,878	0,27	1,544	8,475	–

С точки зрения удельной выработки электроэнергии в парогазовом цикле парокислородное дутье имеет больший энергетический эффект по сравнению с паровоздушным способом газификации RDF-топлива. При этом, с учетом уровня давления топливного газа в современных газотурбинных установках на уровне 18–25 атм, схема с повышенным давлением газовой среды в газогенераторе является более предпочтительной за счет минимизации затрат на дожимные компрессоры генераторного газа. Так, затраты на привод дожимных компрессоров при атмосферном

дутье в варианте 4 для выравнивания давления генераторного газа по сравнению с вариантом 5 составит порядка 3,186 МВт/кг *RDF*-топлива.

Пар для паровоздушного и парокислородного дутья должен обладать высоким давлением на уровне 20–25 атм, так как подача газифицирующего агента в газогенератор создает высокое давление газовой среды и выходящего генераторного газа. Химические реакции, протекающие при взаимодействии водяного пара с углеродсодержащими компонентами *RDF*-топлива, являются эндотермическими, и для поддержания устойчивого процесса газификации требуется пар с температурой не менее 250 °С. Для парогазовой установки такие параметры пара достижимы в котле-утилизаторе и отсутствует необходимость в дополнительном источнике пара в виде парового котла на природном газе. В качестве альтернативного источника пара и на пусковых режимах может служить пар пусковой котельной или с общестанционного коллектора собственных нужд действующей ТЭЦ.

Окончательный выбор технологии газификации определяется технико-экономическим расчетом с учетом себестоимости кислорода на кислородное дутье (для вариантов 4–5), а также себестоимости пара (для вариантов 2–5).

Общий энергетический потенциал ТКО, образующихся в соответствии с территориальной схемой по г. Санкт-Петербургу, при переработке *RDF*-топлива и использовании генераторного газа для выработки электроэнергии в парогазовом цикле составит порядка $69,8 \div 144,5$ МВт.

Результаты работы имеют общий смысл и могут быть незначительно изменены или масштабированы в зависимости от имеющихся и перспективных региональных мощностей по переработке ТКО в *RDF*-топливо.

Заключение

В литературном обзоре произведен анализ современных направлений развития технологии газификации твердых коммунальных отходов и *RDF*-топлива, а также мировой и отечественный опыт газификации. В результате анализа можно выделить основные тенденции.

На основании региональных данных по г. Санкт-Петербургу о располагаемом количестве исходных ТКО определен ориентировочный состав и потенциальный выход *RDF*-топлива. В соответствии с территориальной схемой по обращению с отходами по г. Санкт-Петербургу потенциальное количество *RDF*-топлива составляет 488 тыс. т/год (311,5 тыс. т.у.т/год).

Показано, что наибольший выход генераторного газа может быть получен при паровоздушном дутье атмосферного давления – $2,994 \text{ м}^3$ с 1 кг *RDF*-топлива. При этом энергетический потенциал генераторного газа наивысший для парокислородного способа газификации – $9,466 \text{ МВт/кг}$ *RDF*. Окончательный выбор технологии газификации определяется технико-экономическим расчетом, учитывающим себестоимость кислорода на кислородное дутье, а также себестоимость пара и затраты электроэнергии на привод дожимных компрессоров генераторного газа.

Достижимый энергетический потенциал ТКО, образующихся в соответствии с территориальной схемой г. Санкт-Петербурга, при их переработке в *RDF*-топливо и последующем использовании генераторного газа для выработки электроэнергии в парогазовом цикле оценивается в пределах $69,8 \div 144,5$ МВт.

В зависимости от имеющихся и перспективных региональных мощностей по переработке ТКО в *RDF*-топливо результаты исследований могут быть незначительно изменены или масштабированы.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- [1] **Nobre C., Longo A., Vilarinho C., et al.** Gasification of pellets produced from blends of biomass wastes and refuse derived fuel chars // *Renewable Energy*. 2020. Vol. 154. P. 1294–1303. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.077>
- [2] **Smolinski A., Wojtacha-Rychter K., Krol M., et al.** Co-gasification of refuse-derived fuels and bituminous coal with oxygen/steam blend to hydrogen rich gas // *Energy*. 2022. Vol. 254. 124210. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124210>.
- [3] **Dong J., Tang Y., Nzihou A., et al.** Comparison of waste-to-energy technologies of gasification and incineration using life cycle assessment: case studies in Finland, France and China // *J. Clean. Prod.* 2018. Vol. 203. P. 287–300. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.139>.
- [4] Review of state-of-the-art waste-to-energy technologies: Stage Two – Case studies. WSP UK Limited, WSP House, L., 2013.
- [5] Siemens Energy gas turbine portfolio. Официальный сайт. URL: <https://www.siemens-energy.com> (дата обращения: 12.12.2023).
- [6] **Тугов А.Н.** Современные технологии термической переработки твердых коммунальных отходов и перспективы их реализации в России (обзор) // *Теплоэнергетика*. 2021. № 1. С. 3–20. <https://doi.org/10.1134/S0040601521010183>
- [7] **Козлов А.Н.** Обзор современных тенденций развития технологий газификации твердых топлив // *Известия РАН. Энергетика*. 2021. № 1. С. 130–148. <https://doi.org/10.31857/S0002331021010088>
- [8] **Indrawan N., Kumar A., Moliere M., et al.** Distributed power generation via gasification of biomass and municipal solid waste: A review // *Journal of the Energy Institute*. 2020. Vol. 93. № 6. P. 2293–2313. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2020.07.001>
- [9] **Sansaniwal S.K., Pal K., Rosen M.A., et al.** Recent advances in the development of biomass gasification technology: a comprehensive review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 72. P. 363–384. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.038>
- [10] **Chanthakett A., Arif M.T., Khan M.M.K., et al.** Performance assessment of gasification reactors for sustainable management of municipal solid waste // *Journal of Environmental Management*. 2021. Vol. 291. 112661. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112661>
- [11] **Santos S. M., Brito P.S.D., Nobre C.** Waste gasification technologies: a brief overview // *Waste*. 2023. Vol. 1. P. 140–165. <https://doi.org/10.3390/waste1010011>
- [12] **Ribeiro A., Vilarinho C., Araujo J., et al.** Refuse Derived Fuel (RDF) Gasification Using Different Gasifying Agents. Proceedings of the ASME 2017 International Mechanical Engineering Congress and Exposition. 3–9 Nov 2017. Tampa, Florida, USA. <https://doi.org/10.1115/IMECE2017-71268>.
- [13] **Nasner A.M.L., Lora E.E.S., Palacio J.C.E., et al.** Refuse Derived Fuel (RDF) production and gasification in a pilot plant integrated with an Otto cycle ICE through Aspen plus modelling: Thermodynamic and economic viability // *Waste Management*. 2017. Vol. 89. P. 187–201. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.08.006>
- [14] **Barba D., Capocelli M., Cornacchia G., et al.** Theoretical and experimental procedure for scaling-up RDF gasifiers: The Gibbs Gradient Method // *Fuel*. 2016. Vol. 179. P. 60–70. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.03.014>
- [15] **Pio D.T., Tarelho L.A.C., Tavaresa A.M.A., et al.** Co-gasification of refused derived fuel and biomass in a pilot-scale bubbling fluidized bed reactor // *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 206. 112476. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112476>
- [16] **Spiewak K., Czerski G., Bijak K.** The Effect of Temperature-Pressure Conditions on the RDF Gasification in the Atmosphere of Steam and Carbon Dioxide // *Energies*. 2021. Vol. 14 (22). <https://doi.org/10.3390/en14227502>
- [17] **Кашин Е.М., Диденко В.Н.** Новый метод расчета состава древесного генераторного газа обращенного процесса газификации // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. 2019. Т. 62, № 4. С. 341–361. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-4-341-361>

- [18] Тимофеева С.С., Караева Ю.В. Термохимическая переработка низкосортного торфа на основе газификации // Вестник КГЭУ. 2021. Т. 13, № 2 (50). С. 15–26.
- [19] Дудолин А.А., Ефремов А.Н. Проблемы и перспективы создания экологически безопасной ТЭС на твердых коммунальных отходах // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2021. Т. 21. № 4. С. 5–12. <https://doi.org/10.14529/power210401>
- [20] Ефремов А.Н., Дудолин А.А. Анализ зарубежного опыта в части построения энергетической структуры ТЭС на твердых коммунальных отходах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2021. Т. 13, № 2 (50). С. 3–14.
- [21] Макоев С.О., Ахметова И. Г., Фонов А.М. Разработка когенерационных энергетических систем с применением технологии газификации твердых коммунальных отходов // Вестник КГЭУ. 2022. Т. 14. №4 (56). С. 178–194.
- [22] Сельницын А.С. Когенерационные газотурбинные установки на продуктах газификации твердых бытовых отходов // Политехнический молодежный журнал. 2018. № 1. С. 1–12. <https://doi.org/10.18698/2541-8009-2018-01-240>
- [23] Безуглов Р.В., Папин В.В., Ефимов Н.Н., и др. Обоснование использования твердых отходов как вторичных и возобновляемых источников энергии для повышения энергетической эффективности при производстве теплоты и электроэнергии // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2023. Т. 23, № 3. С. 78–90. <https://doi.org/10.14529/power230308>
- [24] Asgaria N., Khoshbakhti Saraya R., Mirmasoumi S. Energy and exergy analyses of a novel seasonal CCHP system driven by a gas turbine integrated with a biomass gasification unit and a LiBr-water absorption chiller // Energy Conversion and Management. 2020. Vol. 220. 113096. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113096>
- [25] Гинзбург Д.Б. Газогенераторные установки. Ч. 2 / под ред. проф. Б.С. Швецова. М.; Л.: Государственное Издательство Легкой Промышленности, 1937. 599 с.
- [26] Бирюков А.Б. Энергоэффективность и качество тепловой обработки материалов в печах: Монография. Донецк: Ноулидж (донецкое отделение), 2012. 247 с.
- [27] Dong L., Liu H., Riffat S. Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review // Applied Thermal Engineering. 2009. Vol. 29. № 11–12. P. 2119–2126. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.12.004>
- [28] Basu P. Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory. Academic press, 2010. 356 p. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-20099-7>
- [29] La Villetta M., Costa M., Massarotti N. Modelling approaches to biomass gasification: A review with emphasis on the stoichiometric method // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 74. P. 71–88. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.027>
- [30] Kushwah V.A., Reina T.R., Short M. Modelling approaches for biomass gasifiers: A comprehensive overview // Science of The Total Environment. 2022. Vol. 834. 155243. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.155243>
- [31] Materazzi M., Lettieri P., Mazzei L., et al. Thermodynamic Modelling and Evaluation of a Two-Stage Thermal Process for Waste Gasification // Fuel. 2013. Vol. 108. P. 356–369. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.02.037>
- [32] Thomson R., Kwong P., Ahmad E., et al. Clean syngas from small commercial biomass gasifiers; a review of gasifier development, recent advances and performance evaluation // Hydrogen Energy. 2020. Vol. 45. P. 21087–21111. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.160>
- [33] Arena U. Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review // Waste Management. 2012. Vol. 32. P. 625–639. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2011.09.025>
- [34] Balat M. Gasification of biomass to produce gaseous products // Energy Sources. 2009. Vol. 31. № 6. P. 516–526. <https://doi.org/10.1080/15567030802466847>
- [35] Giuffrida A., Romano M.C., Lozza G. Thermodynamic analysis of air-blown gasification for IGCC applications // Applied Energy. 2011. Vol. 88. № 11. P. 3949–3958. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.04.009>

- [36] Hanchate N., Ramani S., Mathpati C.S., et al. Biomass Gasification Using Dual Fluidized Bed Gasification Systems: A Review // Journal of Cleaner Production. 2021. Vol. 280. № 1. P. 123–148. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123148>
- [37] Wilk V., Hoffbauer H. Conversion of mixed plastic wastes in a dual fluidized bed steam gasifier // Fuel. 2013. Vol. 107. P. 787–799. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.01.068>
- [38] Ahrenfeldt J., Thomsen T.P., Henriksen U., et al. Biomass gasification cogeneration – a review of state of the art technology and near future perspectives // Applied Thermal Engineering. 2013. Vol. 50. № 2. P. 1407–1417. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.040>
- [39] Nippon Steel DMS Reference list. Официальный сайт. URL: <https://www.eng.nipponsteel.com/english/whatwedo/DMS%20Reference%20List.pdf> (дата обращения: 05.12.2023).
- [40] Nippon Steel DMS brochure. Официальный сайт. URL: https://www.eng.nipponsteel.com/english/whatwedo/DMS_brochure.pdf (дата обращения: 05.12.2023).
- [41] Kobelco Eco-solutions CO., LTD. Fluidized-Bed Gasification and Melting Furnace. Официальный сайт. URL: https://www.kobelco-eco.co.jp/english/product/waste_treatment/melting_furnace.html (дата обращения: 05.12.2023).
- [42] JFE Engineering Corporation. Gasification and Melting Plant. Официальный сайт. URL: <https://www.jfe-eng.co.jp/en/products/environment/urb04.html> (дата обращения: 05.12.2023).
- [43] Ebara Environmental Plant. Gasification Technologies. Официальный сайт. URL: https://www.eep.ebara.com/en/business_technology/technology_3.html (дата обращения: 05.12.2023).
- [44] Valmet. Valmet Gasifier for Biomass and Waste. Официальный сайт. URL: <https://www.valmet.com/energyproduction/gasification/> (дата обращения: 05.12.2023).
- [45] Energos. Gasification Technology. Официальный сайт. URL: <https://www.dpcleantech.com/waste-and-biomass-clean-energy-technologies/gasification-technology/energос> (дата обращения: 05.12.2023).
- [46] EQTEC. Advanced Gasification Technology. Официальный сайт. URL: <https://eqtec.com/patented-gasification-technology/> (дата обращения: 05.12.2023).
- [47] Энергия из отходов. ООО «Альтернативная генерирующая компания». Официальный сайт. URL: <https://www.w2e.ru/> (дата обращения: 20.12.2023).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

КАЛЮТИК Александр Антонович – канд. техн. наук, директор, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого.

E-mail: AA_Kalyutik@spbstu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>

ТРЕЩЁВ Дмитрий Алексеевич – старший преподаватель, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого.

E-mail: treschew@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0956-3446>

КРАВЧЕНКО София Олесьевна – студент, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого.

E-mail: kravchenko.s.o@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2036-8378>

REFERENCES

- [1] **C. Nobre, A. Longo, C. Vilarinho, M. Gonçalves**, Gasification of pellets produced from blends of biomass wastes and refuse derived fuel chars, *Renewable Energy*, 154 (2020) 1294–1303. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.077>
- [2] **A. Smoliński, K. Wojtacha-Rychter, M. Król, et al.**, Co-gasification of refuse-derived fuels and bituminous coal with oxygen/steam blend to hydrogen rich gas, *Energy*, 254 (2022) 124210. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124210>
- [3] **J. Dong, Y. Tang, A. Nzihou, et al.**, Comparison of waste-to-energy technologies of gasification and incineration using life cycle assessment: Case studies in Finland, France and China, *Journal of Cleaner Production*, 203 (2018) 287–300. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.139>
- [4] **S. Wood, M. Fanning, M. Venn, K. Whiting**, Review of state-of-the-art waste-to-energy technologies: Stage Two – Case studies. Department of Environment and Conservation: Waste Management Branch, Perth, Australia, 2013.
- [5] Siemens Energy Gas Turbine Portfolio. [Online]. Available at: <https://www.siemens-energy.com> (accessed 12.12.2023).
- [6] **A.N. Tugov**, Modern Technologies for the Thermal Treatment of Municipal Solid Waste, and Prospects for Their Implementation in Russia (Review). *Thermal Engineering*, 68 (2021) 1–16. <https://doi.org/10.1134/S0040601521010183>
- [7] **A.N. Kozlov**, A Review of Current Trends in the Development of Solid Fuel Gasification Technologies. *Izvestiia RAN. Energetika [News of the Russian Academy of Sciences. Energy]*, 1 (2021) 130–148. <https://doi.org/10.31857/S0002331021010088>
- [8] **N. Indrawan, A. Kumar, M. Moliere, K.A. Sallam, R.L. Huhnke**, Distributed power generation via gasification of biomass and municipal solid waste: A review, *Journal of the Energy Institute*, 93(6) (2020) 2293–2313. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2020.07.001>
- [9] **S.K. Sansaniwal, K. Pal, M.A. Rosen, S.K. Tyagi**, Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72 (2017) 363–384. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.038>
- [10] **A. Chanthakett, M.T. Arif, M.M.K. Khan, A.M.T. Oo**, Performance assessment of gasification reactors for sustainable management of municipal solid waste, *Journal of Environmental Management*, 291 (2021) 112661. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112661>
- [11] **S.M. Santos, A.C. Assis, L. Gomes, C. Nobre, P. Brito**, Waste gasification technologies: A brief overview, *Waste*, 1 (1) (2023) 140–165. <https://doi.org/10.3390/waste1010011>
- [12] **A. Ribeiro, C. Vilarinho, J. Araujo, J. Carvalho**, Refuse Derived Fuel (RDF) Gasification Using Different Gasifying Agents, ASME 2017 International Mechanical Engineering Congress and Exposition, November 3–9, Tampa, Florida, USA. 2017. <https://doi.org/10.1115/IMECE2017-71268>
- [13] **A.M.L. Násner, E.E.S. Lora, J.C.E. Palacio, M.H. Rocha, J.C. Restrepo, O.J. Venturini, A. Ratner**, Refuse Derived Fuel (RDF) production and gasification in a pilot plant integrated with an Otto cycle ICE through Aspen plus™ modelling: Thermodynamic and economic viability, *Waste Management*, 69 (2017) 187–201. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.08.006>
- [14] **D. Barba, M. Capocelli, G. Cornacchia, D.A. Matera**, Theoretical and experimental procedure for scaling-up RDF gasifiers: The Gibbs Gradient Method, *Fuel*, 179 (2016) 60–70. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.03.014>
- [15] **D.T. Pio, L.A.C. Tarelho, A.M.A. Tavares, M.A.A. Matos, V. Silva**, Co-gasification of refused derived fuel and biomass in a pilot-scale bubbling fluidized bed reactor, *Energy Conversion and Management*, 206 (2020) 112476. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112476>
- [16] **K. Śpiewak, G. Czernski, K. Bijak**, The Effect of Temperature-Pressure Conditions on the RDF Gasification in the Atmosphere of Steam and Carbon Dioxide, *Energies*, 14 (22) (2021) 7502. <https://doi.org/10.3390/en14227502>

- [17] **E.M. Kashin, V.N. Didenko**, The New Method for Determining the Composition of Wood Gas Produced in Gas Generators of the Inverted Gasification Process. *Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (4) (2019) 341–361. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-4-341-361>
- [18] **S. Timofeeva, Yu. Karaeva**, Thermochemical Processing of Low-Grade Peat Based on Gasification, *Kazan state power engineering university bulletin*, 13 (2 (50)) (2021) 15–26.
- [19] **A.A. Dudolin, A.N. Efremov**, Problems and Prospects of Creating an Environmentally Friendly Waste-To-Energy Plant, *Bulletin of South Ural State University. Series “Power Engineering”*, 21(4) (2021) 5–12. <https://doi.org/10.14529/power210401>
- [20] **A.N. Efremov, A.A. Dudolin**, Analysis of Foreign Experience in the Energy Structure of WTE Plant, *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, 13 (2 (50)) (2021) 3–14.
- [21] **S.O. Makoev, I.G. Akhmetova, A.M. Fonov**, Development of cogeneration energy systems using the technology of gasification of solid municipal waste, *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, 14 (4 (56)) (2022) 178–194.
- [22] **A.S. Selnitsyn**, Gas Turbine CHP Plants Using Solid Municipal Waste Gasification Products, “Politechnical Student Journal” of Bauman MSTU, 1 (2018) 1–12. <https://doi.org/10.18698/2541-8009-2018-01-240>
- [23] **R.V. Bezuglov, V.V. Papin, N.N. Efimov, E.M. Dyakonov, N.A. Vedmichev, V.R. Filimonov**, Solid Waste as a Fuel for Boilers of Thermal Power Plants, *Bulletin of South Ural State University. Series “Power Engineering”*, 23(3) 2023 78–90. <https://doi.org/10.14529/power230308>
- [24] **N. Asgari, R. Khoshbakhti Saray, S. Mirmasoumi**, Energy and exergy analyses of a novel seasonal CCHP system driven by a gas turbine integrated with a biomass gasification unit and a LiBr-water absorption chiller, *Energy Conversion and Management*, 220 (2020) 113096. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113096>
- [25] **D.B. Ginzburg**, *Gazogeneratorskiye ustanovki [Gas generating units]. Vol. 2. Gizlegprom Publ., Moscow, Leningrad, 1937.*
- [26] **A.B. Biriukov**, *Energoeffektivnost' i kachestvo teplovoi obrabotki materialov v pechakh [Energy efficiency and quality of heat treatment of materials in furnaces]*, Knowledge, Donetsk, 2012.
- [27] **L. Dong, H. Liu, S. Riffat**, Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review, *Applied Thermal Engineering*, 29 (11–12) (2009) 2119–2126. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.12.004>
- [28] **P. Basu**, *Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory*. Elsevier Inc., Oxford, UK, 2010. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-20099-7>
- [29] **M. La Villetta, M. Costa, N. Massarotti**, Modelling approaches to biomass gasification: A review with emphasis on the stoichiometric method, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74 (2017) 71–88. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.027>
- [30] **A. Kushwah, T.R. Reina, M. Short**, Modelling approaches for biomass gasifiers: A comprehensive overview, *Science of The Total Environment*, 834 (2022) 155243. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.155243>
- [31] **M. Materazzi, P. Lettieri, L. Mazzei, R. Taylor, C. Chapman**, Thermodynamic Modelling and Evaluation of a Two-Stage Thermal Process for Waste Gasification, *Fuel*, 108 (2013) 356–369. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.02.037>
- [32] **R. Thomson, P. Kwong, E. Ahmad, K.D.P. Nigam**, Clean syngas from small commercial biomass gasifiers; a review of gasifier development, recent advances and performance evaluation, *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (41) (2020) 21087–21111. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.160>
- [33] **U. Arena**, Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review, *Waste Management*, 32 (4) (2012) 625–639. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2011.09.025>
- [34] **M. Balat**, Gasification of biomass to produce gaseous products, *Energy Sources*, 31 (6) (2009) 516–526. <https://doi.org/10.1080/15567030802466847>
- [35] **A. Giuffrida, M.C. Romano, G. Lozza**, Thermodynamic analysis of air-blown gasification for IGCC applications, *Applied energy*, 88 (11) (2011) 3949–3958. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.04.009>

- [36] N. Hanchate, S. Ramani, C.S. Mathpati, V.H. Dalvi, Biomass Gasification using Dual Fluidized Bed Gasification Systems: A Review, *Journal of Cleaner Production*, 280 (1) (2021) 123148. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123148>
- [37] V. Wilk, H. Hofbauer, Conversion of mixed plastic wastes in a dual fluidized bed steam gasifier, *Fuel*, 107 (2013) 787–799. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.01.068>
- [38] J. Ahrenfeldt, T.P. Thomsen, U. Henriksen, L.R. Clausen, Biomass gasification cogeneration – a review of state of the art technology and near future perspectives, *Applied Thermal Engineering*, 50 (2) 2013 1407–1417. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.040>
- [39] Nippon Steel DMS Reference list. [Online]. Available at: <https://www.eng.nipponsteel.com/english/whatwedo/DMS%20Reference%20List.pdf> (accessed 05.12.2023).
- [40] Nippon Steel DMS brochure. [Online]. Available at: https://www.eng.nipponsteel.com/english/whatwedo/DMS_brochure.pdf (accessed 05.12.2023).
- [41] Kobelco Eco-solutions CO., LTD. Fluidized-Bed Gasification and Melting Furnace. [Online]. Available at: https://www.kobelco-eco.co.jp/english/product/waste_treatment/melting_furnace.html (accessed 05.12.2023).
- [42] JFE Engineering Corporation. Gasification and Melting Plant. [Online]. Available at: <https://www.jfe-eng.co.jp/en/products/environment/urb04.html> (accessed 05.12.2023).
- [43] Ebara Environmental Plant. Gasification Technologies. [Online]. Available at: https://www.eep.ebara.com/en/business_technology/technology_3.html (accessed 05.12.2023).
- [44] Valmet. Valmet Gasifier for Biomass and Waste. [Online]. Available at: <https://www.valmet.com/energyproduction/gasification/> (accessed: 05.12.2023).
- [45] Energos. Gasification Technology. [Online]. Available at: <https://www.dpcleantech.com/waste-and-biomass-clean-energy-technologies/gasification-technology/energос> (accessed 05.12.2023).
- [46] EQTEC. Advanced Gasification Technology. [Online]. Available at: <https://eqtec.com/patented-gasification-technology/> (accessed 05.12.2023).
- [47] Energiia iz othodov. LLC “Al'ternativnaia generiruiushchaia kompaniia”. [Online]. Available at: <https://www.w2e.ru/> (accessed 20.12.2023).

INFORMATION ABOUT AUTHORS

Aleksandr A. KALYUTIK – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*

E-mail: AA_Kalyutik@spbstu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2965-357X>

Dmitriy A. TRESHCHEV – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*

E-mail: treschew@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0956-3446>

Sofia O. KRAVCHENKO – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*

E-mail: kravchenko.s.o@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2036-8378>

Поступила: 24.04.2024; Одобрена: 21.05.2024; Принята: 22.05.2024.

Submitted: 24.04.2024; Approved: 21.05.2024; Accepted: 22.05.2024.