УДК 621.311.22

Масленников Г.Е., Симанов Н.А., Рыжков А.Ф.

ПГУ-ТЭЦ С ПОНИЖЕННЫМ УГЛЕРОДНЫМ СЛЕДОМ

Аннотация. В статье рассматривается создание энергоэффективных и экологически чистых ресурсосберегающих технологий производства энергии на основе ископаемых видов топлива, твердых отходов и материалов. В качестве объекта исследования мы выбрали установку ПГУ природного газа с установкой карбонизации золы твердых бытовых отходов. Прототипом установки ПГУ является ПГУ «Академическая» установленной мощностью 230 МВт. Прямой полусухой метод используется для карбонизации золы ТКО. Определяются мощность и КПД цикла, а также параметры дымового газа, которые передаются для расчета карбонизации. В результате расчетов было установлено, что удельный выброс CO2 от электростанции, использующей карбонизацию, может быть снижен почти на 20%. Однако требуется большое количество ТКО (2,6-6,7 кг/кг дымовых газов), что вызывает определенные трудности при реализации проекта.

Ключевые слова: карбонизация, ПГУ, зола ТКО.

Abstract. The article deals with the creation of creating energy-efficient and environmentally friendly resource-saving energy generation technologies based on fossil fuels, solid waste, and materials. We selected a natural gas CCGT unit with a municipal solid waste ash carbonation unit an object of research. The prototype of the CCGT unit is the CCGT «Akademicheskaya» with an installed capacity of 230 MW. The direct semi-dry method is used for the carbonation of MSW ash. The power and efficiency of the cycle are determined, as well as the parameters of the flue gas, which are transferred to the calculation of carbonation. As a result of calculations, it was found that this specific CO_2 emission from the power plant using carbonation can be reduced by almost 20%. However, an extensive amount of MSW is required (2.6-6.7 kg/kg of flue gases) and that causes certain difficulties for implementing the project.

Keywords: carbonation, CCGT, MSW ash.

Введение

Проблемы ужесточения норм выбросов вредных веществ и принятые обязательства по сокращению эмиссии парниковых газов требуют разработки экологически и экономически состоятельных технологий улавливания CO2 и его последующей утилизации [1, 2]. Согласно глобальным экологическим программам сценарий снижения выбросов CO2 неизбежно будет реализовываться для всех отраслей производства, однако лишь энергетической отрасли требуется переходить в 2050-2060 г.г. к безэмиссионным низкоуглеродным технологиям с сокращением выбросов CO2 на 80-95 % по отношению к 1990 г, а выбросов других вредных веществ на 100% [3].

Одним из вариантов решения данной проблемы предлагается метод CCS (Carbon Capture and Storage – улавливание и хранение углерода) [4], включающий выделение CO_2 из дымовых газов промышленных и энергетических источников, его транспортировку к месту хранения и долгосрочную изоляцию от атмосферы. Более перспективным методом является минерализация CO_2 путем карбонизации материалов с повышенным содержанием основных оксидов: горные породы, золошлаковые отходы (ЗШО), отходы строительной индустрии и др. Впервые мысль о карбонизации минералов для секвестрации CO2 в стабильной твердой фазе была высказана в 1990 году в работе [5].

По данным International Energy Agency (IEA) комплексный подход к проблеме минерализации CO2 за счет карбонизации золошлаковых отходов ТЭС является одним из наиболее перспективных в решении глобальных экологических проблем энергетики развитых и развивающихся экономик (Китай, США, Канада, Австралия, Россия). В России решение проблемы находится на стадии аналитических и экспериментальных исследований.

В настоящее время наиболее эффективным признан одностадийный процесс карбонизации ex-situ твердых искусственных материалов с улавливанием CO2, получивший название прямой ускоренной карбонизации (direct accelerated mineral carbonation – AMC) [6, 7]. Основной проблемой прямой ускоренной карбонизации является необходимость интенсификации реакций и рационального использования тепловыделений (тепловых эффектов) при их протекании [8]. Чтобы приступить к решению этой проблемы, нужно рассмотреть технологические варианты реализации химической задачи. В обзоре [4] процесс ускоренной прямой карбонизации рассматривают в трех вариантах: (1) L/S=0 – сухой процесс; (2) L/S=0,03-1 – полусухой процесс; (3) (1) L/S>0 – суспензионный процесс.

Прямой метод означает, что CO2 подается в сухой или увлажненный химически необработанный щелочной отход, например, зольную пыль или водную суспензию летучей золы. В этом процессе катионы из летучей золы, такие как Ca2+ и Mg2+ выщелачиваются в раствор и затем осаждаются в виде карбонатов на поверхности твердых частиц. Продукты прямой карбонизации подходят, например, для использования в качестве добавок к цементу.

Исследования минеральной карбонизации CO2 с использованием золы-уноса сосредоточены в основном на прямом водном маршруте, который включает прямую реакцию летучей золы с CO2 в одном реакторе с водой в качестве реакционной среды. В водных системах летучая зола реагирует с CO2 в 3 этапа, это показано в уравнениях 1 – 4 [9, 4]. На первом этапе происходит растворение извести (CaO), высвобождаются катионы в раствор, и pH раствора повышается.

Это облегчает начало второй стадии, в которой поглощение CO2 максимизируется осаждением CaCO3, что благоприятно при высоких значениях pH. Поскольку Ca расходуется на осаждение CaCO3, в системе накапливается неорганический CO2, что приводит к снижению pH, ингибированию осаждения CaCO3 и снижению концентрации CO2. Наконец, когда pH становится достаточно низким, начинается растворение периклаза (MgO) с последующим образованием растворенного бикарбоната магния. [4]

Растворение извести:

$$CaO + H_2O \rightarrow Ca^{2+} + 2OH^- \quad (1)$$

Самопроизвольная карбонизация гидроксида кальция в суспензии:

$$Ca^{2+} + 2OH^- + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O \quad (2)$$

Растворение периклаза и образование $Mg(HCO_3)_2$:

$$MgO + H_2O \rightarrow Mg^{2+} + 2OH^- \quad (3)$$

$$Mg^{2+} + 2OH^- + 2CO_2 \rightarrow Mg^{2+} + 2HCO_3^- \quad (4)$$

Прямая карбонизация также может быть осуществлена полусухим способом. Низкое содержание воды облегчает сушку продукта. Этот полусухой технологический маршрут также позволяет контролировать размер зерна и химический состав производимого карбонизированного материала, что поможет найти применение для этих материалов, например, в строительной промышленности. Третий вариант прямой карбонизации – это сухой путь. Dananjayan сравнил сухой и водный пути прямой карбонизации и показал, что сухой является более медленным процессом, чем способ влажной карбонизации в воде. [4].

В настоящей работе рассмотрены вопросы создания энергоэффективных и экологически чистых ресурсосберегающих технологий энергогенерации на базе органического топлива, твёрдых отходов и материалов. В качестве объекта исследования выбрана ПГУ на природном газе с установкой карбонизации золы ТКО. Прототипом ПГУ служит ПГУ-ТЭЦ «Академическая» установленной мощностью 230 МВт. Для карбонизации золы ТКО используется прямой полусухой маршрут, описанный в [7].

В расчете ПГУ определяются мощность и КПД цикла, а также параметры дымового газа, которые передаются в расчет карбонизации. Целью расчета установки карбонизации является оценка объемов потребления золы ТКО и влияние на эффективность всей энергоустановки.

Используемые расчетные методы

Современные цифровые технологии предоставляют широкий спектр пакетов программ, позволяющих существенно сократить время и повысить точность математических расчётов. В настоящее время существует большое количество широко распространенного коммерческого программного обеспечения, например, «Aspen Plus», который повсеместно используется для моделирования химических и термодинамических процессов. Среди открытого программного обеспечения альтернативой выступают продукты «COCO Simulator» и «DWSIM». Программы позволяют выполнять стационарные термодинамические расчеты технологических схем, определять фазовые равновесия многокомпонентных сред, проводить моделирование химических процессов. Исходя из собственного опыта работы в данных программах, можно сказать, что «DWSIM» имеет лучше настроенный решатель, справляющийся со сложными схемами с большим количеством циклических потоков. Преимуществом же «COCO Simulator» является широкий функционал по заданию новых веществ, отсутствующих в стандартной библиотеке. Однако данные продукты всё же уступают «Aspen Plus» в объеме баз веществ, термодинамических моделей и функциональных элементов.

Для расчета тепловой схемы ПГУ был выбран пакет «DWSIM», а для расчета узла карбонизации – «COCO Simulator». Для определения термодинамических свойств потока воды/пара используется пакет свойств, основанный на формуляции IAPWS-IF97. Газовые потоки (воздух, топливо, продукты сгорания) рассматривается как реальная газы, и их энтальпия, энтропия и теплоемкости рассчитываться с использованием уравнений состояния реального газа Peng–Robinson [11].

Расчет ПГУ

За прототип расчетной схемы взята тепловая схема энергоблока ПГУ-230 ТЭЦ «Академической». В состав ПГУ входит: одна ГТУ типа GT13E2 с номинальной электрической мощностью (по условиям ISO) 166,6 МВт и КПД 36,5%, паровой котёл-утилизатор ПК-86, одна паровая турбина типа КТ-63-7,0. Первые три ступени ГТУ имеют воздушное охлаждение, которое необходимо учитывать для более корректного расчета температуры выхлопных газов (рис. 1).

Подробные данные по этой системе закрыты производителем, поэтому приближенные расходы были взяты по работе [12], так 7% от расхода воздуха на входе в компрессор идет на охлаждение турбины, из этого количества 72,4% приходится на охлаждение 1 ступени (подается в элемент камеры сгорания), 19,7% и 7,9% – на 2 и 3 ступени соответственно. Деаэратор питается паром отбора из барабана НД.

Расчёт выполняются при параметрах наружного воздуха: температура 15°С, давление 1,013 бар, влажность 60%, и номинальном режиме работы оборудования ПГУ. Предполагается, что паровая турбина работает в конденсационном режиме. Прочие исходные данные для расчета ПГУ представлены в таблице 1.

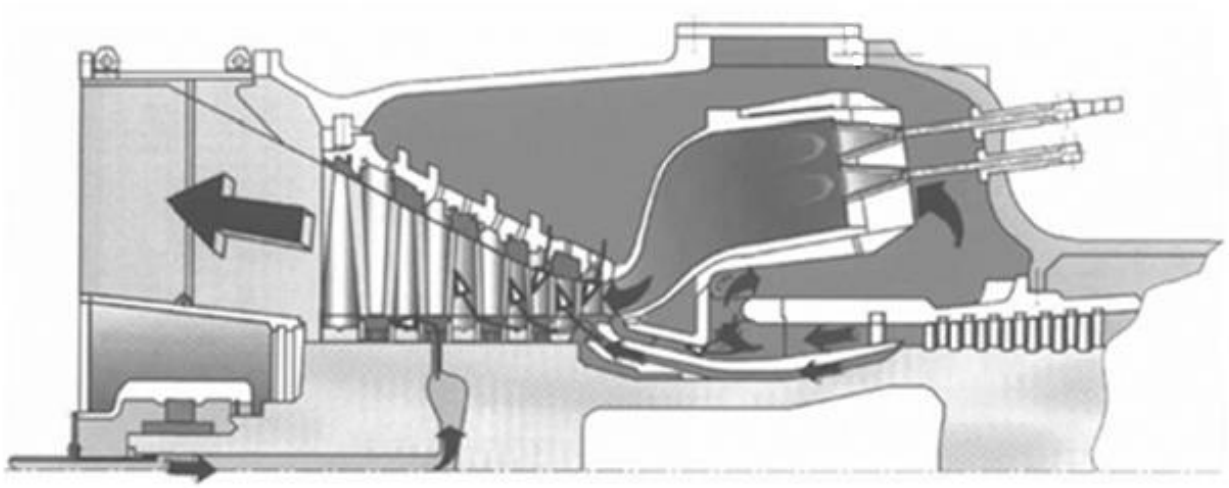

Рисунок 1 – Продольный разрез ГТУ GT13E2

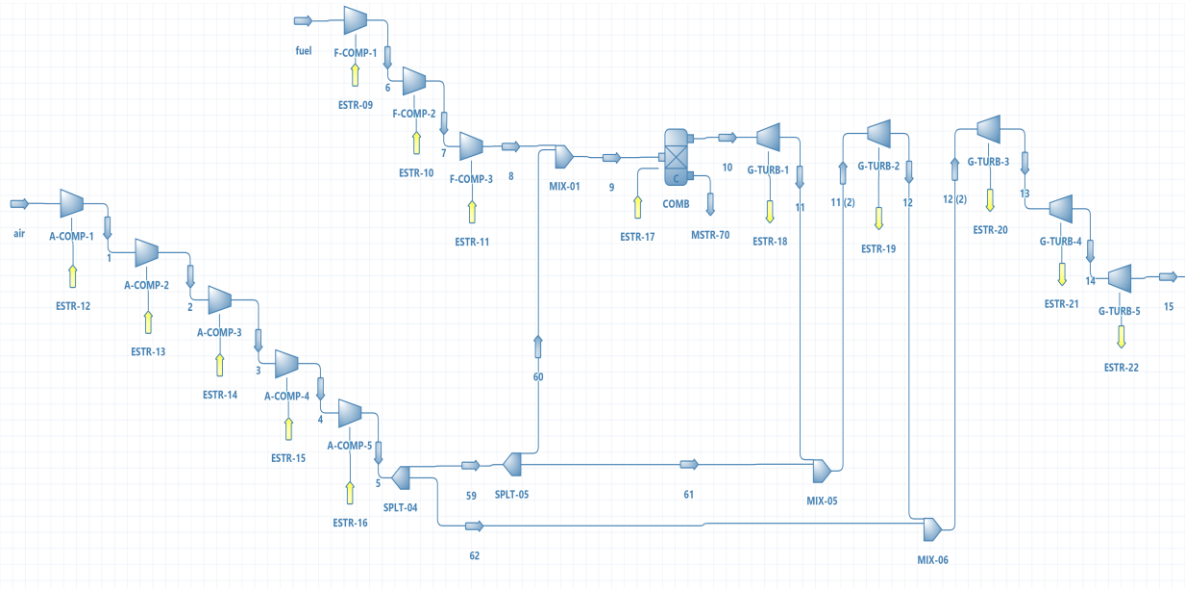

Рисунок 2а – Расчетная схема ГТУ

Таблица 1 – Основные допущения для расчетов ПГУ

Параметр	Размерность	Значение
Состав топлива: CH_4, C_2H_6, C_3H_8, N_2	%	97.69, 0.82, 0.33, 1.16
Степень сжатия воздушного/топливного компрессора		16.9/3.9
Изоэнтропийный КПД компрессоров	%	92.0/84.0
Температура на входе в турбину	°C	1095
Расход газов за ГТУ	кг/с	547.6
Потери теплоты в КС	% от LHV топлива	0.9
Гидравлические потери КС	%	3
Механический КПД турбины/компрессоров	%	99.8
Потери давления в газовом тракте КУ	кПа	3
Температура свежего пара (ВД/НД)	°C	483.6/276.7
Давление пара на выходе (ВД/НД)	бар	79.8/11.9
Давление в деаэраторе	бар	6
Давление в конденсаторе	кПа	5
Температура конденсата перед ГПК	°C	60
Тепловые потери от наружного охлаждения КУ	%	0.7
Пинч ВД/НД	°C	10
Недогрев конденсата до температуры насыщения в деаэраторе	°C	7
Недогрев питательной воды до температуры насыщения в барабане	°C	5
Гидравлическое сопротивление ППВД/ППНД/ в паропроводах свежего пара/в стопорных клапанах	%	5/5/8.5/3
Изоэнтропийный КПД ЧВД/ЧНД/насосов	%	83.0/78.0/75.0
Механический КПД турбины/компрессоров	%	99.5
КПД электрогенератора	%	98.7
Тепловая мощность ВВТО	Гкал/ч	22.9
Температурный график	°C	70/40
Расход сетевой воды	кг/с	1027.8

Вид построенной схемы показан на рис. 2а и 2б

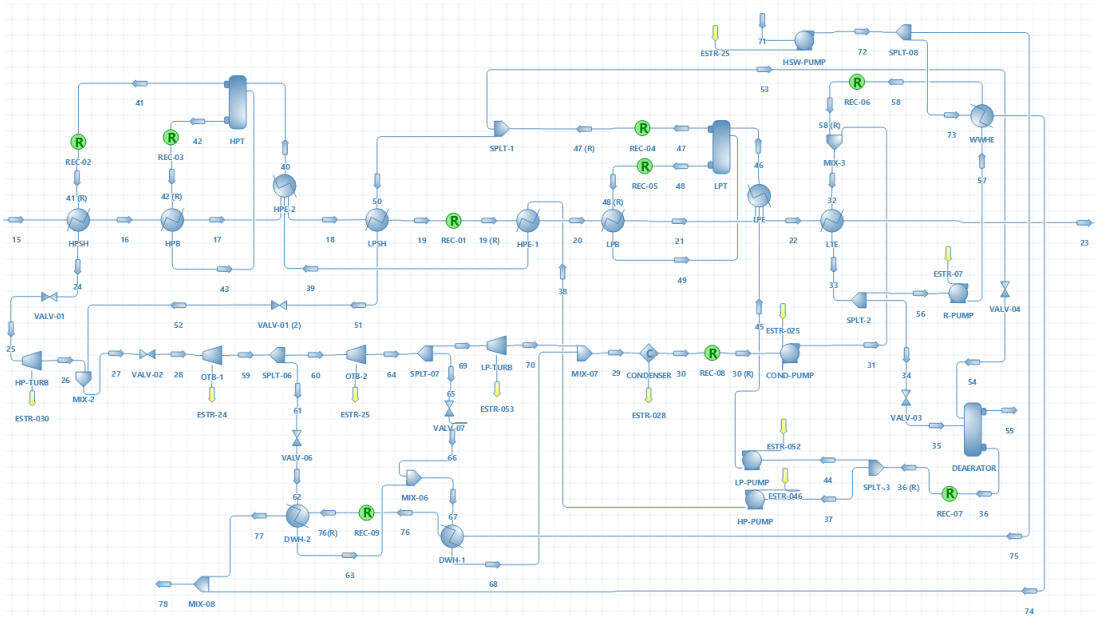

Рисунок 2б – Расчетная схема КУ и ПТ

Для верификации расчета используются данные по работе энергоблока ПГУ ТЭЦ «Академической», верификационные данные и данные, полученные в расчете, представлены в табл. 2.

Таблица 2 – Показатели работы энергоблока ПГУ

Параметр	Размерность	Расчетное значение	Знач. для верифика-ции	Относит. отклоне-ние, %
Температура газов за ГТУ	°С	505.8	507.8	0.39
Состав продуктов сгорания:	%			
N_2		75,0	75,0	0.00
O_2		14.15	14.06	0.64
H_2O		6.93	6.98	0.72
CO_2		3.02	3.07	1.63
Ar		0.89	0.89	0.00
Паропроизводительность ВД	кг/с	58.22	59.64	2.38
Паропроизводительность НД	кг/с	13.4	13.06	2.60
Температура уходящих газов за КУ	°С	91.3	91.9	0.65
Мощность ГТУ брутто	МВт	163.84	166.6	1.64
Электрическая мощность ПТ брутто	МВт	58.92	–	–
Электрическая мощность топливного компрессора	МВт	-2.39	–	–
Электрическая мощность насосов	МВт	-1.67	–	–
Электрическая мощность ПГУ (брутто)	МВт	222.76	–	–

Электрическая мощность ПГУ (нетто)	МВт	218.70	–	–
Тепловая мощность	МВт	130.91	–	–
Подведенная в цикл теплота	МВт	455.82	–	–
КПД ГТУ (брутто)	%	35.94	–	–
КПД КУ	%	72.65	–	–
КПД ПТ (брутто)	%	23.74	–	–
КПД ПГУ (брутто)	%	48.87	–	–
КПД ПГУ (нетто)	%	47.98	–	–
Коэффициент использования топлива	%	76.70	–	–
Удельные выбросы CO2	г/кВтч	420.9	–	–

Как видно, относительные отклонения расчетных значений от верифицируемых составляют менее 4%. Таким образом, можно считать расчетную модель тепловой схемы ПГУ-230 завершенной и удовлетворительной. На следующем этапе параметры газа за КУ будут использоваться в расчете карбонизации золы ТКО.

Расчет карбонизации

В качестве расчетной схемы выбран процесс AMC, предложенный в [7] и включающий следующие элементы: осушитель (MRD), дутьевой вентилятор, увлажнитель, нагреватель и реактор с кипящем слоем (FBR) (рис.3). Дымовой газ отводится из дымовой трубы и подается в MRD. В MRD улавливается сконденсированная влага для защиты дутьевого вентилятора. Увлажнитель и нагреватель позволяют контролировать влажность и температуру дымовых газов.

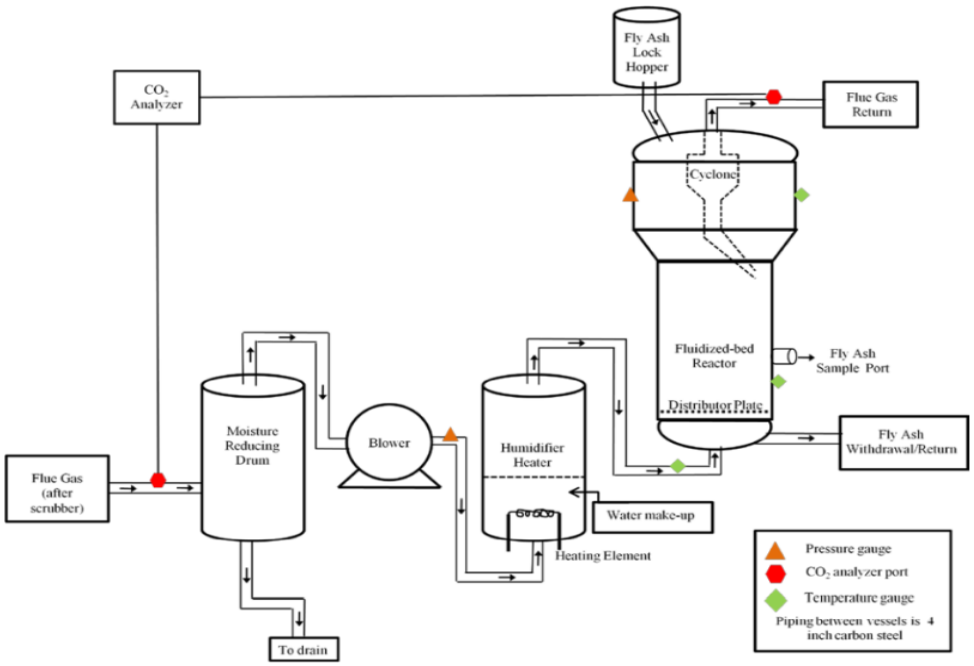

Рисунок 3 – Схема процесса AMC для прямого улавливания и минерализации CO_2 из дымовых газов

Верхний вход реактора соединен с бункером золы для подачи необходимого количества свежего материала в реактор. Частицы летучей золы псевдоожижаются потоком дымового газа, тем самым обеспечивается надлежащее перемешивание и хороший контакт между частицами и газом.

Расчет карбонизации выполняется в программном комплексе «COCO Simulator». Расчетная схема процесса карбонизации золы, составленная в соответствии со схемой испытанной пилотной установки [7], представлена на рис. 4.

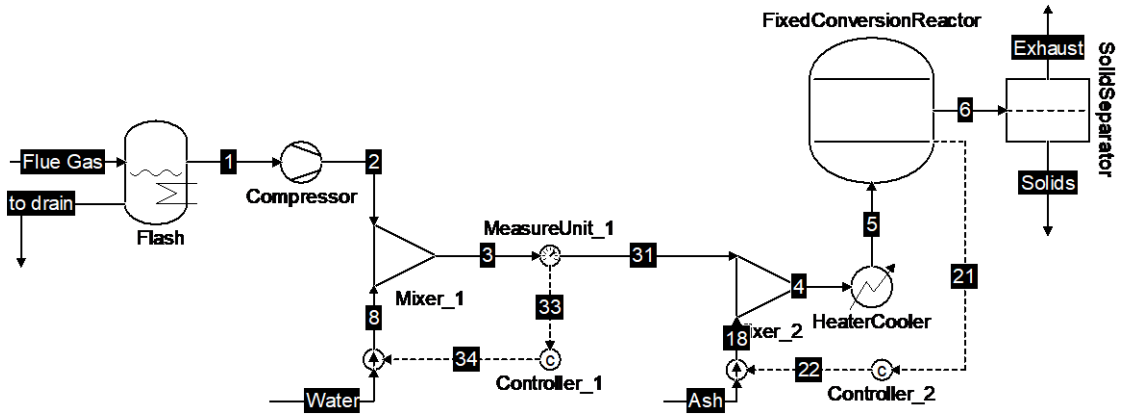

Рисунок 4 – Смоделированная в «COCO Simulator» схема процесса АМС для прямого улавливания и минерализации CO_2 из дымовых газов

По условиям [7], дымовой газ состоит из CO_2 – 13%, H_2O – 10%, N_2 – 66%, O_2 – 11%, его расход составляет 10,38 кг/мин. Состав свежей золы представлен в табл. 1. Давление в реакторе равняется 115,1 кПа. Изоэнтропийный КПД компрессора 75,0%. Перед подачей в реактор газ увлажняется до содержания воды 16%. Температура газа перед реактором составляет 60 ^{0}C.

Таблица 3 – Элементный состав (в пересчете на оксиды) свежей золы для верификации, % (по массе) [7]

SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	K_2O	$CaCO_3$	Water
58.61	19.06	5.37	7.5	3.85	0.7	0.94	<0.1	0.042

В расчете рассматриваются следующие четыре реакции взаимодействия CO_2 с оксидами металлов:

– $CaO+CO_2=CaCO_3$;
– $MgO+CO_2=MgCO_3$;
– $K_2O+CO_2=K_2CO_3$;
– $Na_2O+CO_2=Na_2CO_3$;

Автор не приводит значение эффективности карбонизации, поэтому полнота протекания реакций была принята 30% как для полу-сухого процесса в [10].

Верификация производится по концентрации CO_2 в газах после реактора и по содержанию $CaCO_3$ – в карбонизированной золе. Результаты верификации расчета по данным [7] представлены в табл. 4, они говорят об адекватности модели.

Таблица 4 – Верификация расчетной схемы АМС

Дымовые газы (мол. %)				Зола (масс. %)			
Состав	До карбониза-ции [7]	После карбонизации		Состав	До карбониза-ции [7]	После карбонизации	
		[7]	Расчет			[7]	Расчет
CO_2	13	9.6	9.6	$CaCO_3$	0.10	3.5-4	3.98

Результаты расчета показывают, что степень конверсии CO_2 составляет 22,6 %, при этом улавливается 0,033 $кг_{CO2}/кг_{золы}$.

Собственный расчет карбонизации золы ТКО производится для двух составов зол, состав которых взят из работы [13]. В данной работе исследовались твердые остатки, которые образуются при термической переработке ТКО по двум наиболее распространенным технологиям сжигания – на механических колосниковых решетках (КР) и в топках с вихревым кипящим слоем (ВКС). Состав этих зол приведен в табл. 5.

Параметры карбонизации, полученные на этапе верификации и закладываемые в основной расчет, следующие: степень конверсии карбонизируемых оксидов – 30%, степень конверсии CO2 – 22,6 %. Дымовой газ ПГУ состоит из CO_2 – 3,02%, H_2O – 6,93%, N_2 – 75,0%, O_2 – 14,14%, его расход составляет 547,6 кг/с. Результаты расчетов для двух зол представлены в табл. 6.

Таблица 5 – Элементный состав (в пересчете на оксиды) твердых остатков мусоросжигательных заводов, сжигающих ТКО, % (по массе) [13]

Оксид	Зола-уноса КР				Зола-уноса ВКС			
	мин	макс	сред	прин. в расчете	мин	макс	сред	прин. в расчете
SiO_2	29	43.2	36.1	45.1	54.9	77	65.95	68.15
TiO_2	0.9	2.6	1.75	0	0.6	0.8	0.7	0
$A1_2O_3$	7.2	13.6	10.4	10.4	4.5	11.1	7.8	7.8
Fe_2O_3	1.5	5.9	3.7	3.7	0.7	2.4	1.55	1.55
CaO	13.8	37	25.4	25.4	10.8	19	14.9	14.9
MgO	1.5	2.5	2	2	0.5	1.3	0.9	0.9
K_2O	0.5	4.5	2.5	2.5	0.9	1.4	1.15	1.15
Na_2O	2.2	6.5	4.35	4.35	1.3	2.1	1.7	1.7
SO_3	4.5	8.6	6.55	6.55	1.2	6.5	3.85	3.85
P_2O_5	2.1	6.5	4.3	0	0.5	2.1	1.3	0
Cl	0.8	2.7	1.75	0	0.3	1.4	0.85	0

Таблица 6 – Результаты расчета карбонизации зол ТКО

Параметр	Размерность	Зола КР	Зола ВКС
Расход золы	кг/с	73.0	133.6
Удельный расход золы	кг/(кг газа)	0.133	0.207
Удельный выход золы уноса [13]	кг/кг(ТКО)	0.02	0.08
Количество потребляемого ТКО	кг/(кг газа)	6.65	2.59
Концентрация CO2 в выхлопном газе	% (по об.)	2.11	
Концентрация карбонатов в готовой золе	% (по мас.)		
$CaCO_3$		9.21	7.94
$MgCO_3$		1.01	0.56
K_2CO_3		0.54	0.50
Na_2CO_3		1.43	0.87
Затраты на сжатие дымовых газов	MW	10.04	

В результате расчета получаем, что для улавливания 22,6 % CO2 из дымовых газов ПГУ на природном газе потребуется 0,1-0,2 кг золы ТКО на кг дымовых газов. Затраты энергии на нагнетание дымовых газов в установку карбонизации снижают КПД нетто энергоблока с 50,02% до 47,81%. При этом удельные выбросы CO2 всей энергоустановкой снизятся почти на 20% с 420 до 340 г/кВтч. Однако в данной работе еще не продумана система увлажнения и подогрева дымового газа в установке, поэтому тепловые затраты узла карбонизации не оцениваются.

Заключение

В статье рассматриваются вопросы создания энергоэффективных и экологически чистых ресурсосберегающих технологий производства энергии на основе ископаемых видов топлива, твердых отходов и материалов. Стабилизация золоотходов, достигаемая в процессе карбонизации, позволяет использовать их в строительной промышленности вместо природных минералов. Проведено моделирование схемы установки ПГУ природного газа с установкой карбонизации золы ТКО. Прототипом установки ПГУ является ПГУ «Академическая» установленной мощностью 230 МВт. Для карбонизации используется прямой полусухой путь, описанный в [7].

Расчет ПГУ проводился в открытом программном обеспечении для моделирования химических процессов «DWSIM». Относительные отклонения расчетных значений от заявленных составляют менее 4%. Расчет процесса карбонизации золы ТКО двух составов (содержание CaO составляет 25,4–14,9% мас.) проводился в бесплатном программном пакете «COCO Simulator». Параметры карбонизации, полученные на этапе проверки и включенные в основной расчет, следующие: степень конверсии карбонизированных оксидов составляет 30%, степень конверсии CO2 составляет 22,6%.

В результате расчета мы обнаружили, что для улавливания заданного количества CO2 из дымовых газов ПГУ, сжигаемого с использованием природного газа, потребуется 0,1-0,2 кг золы ТКО на кг дымовых газов. Потребление энергии для впрыска дымовых газов в установку карбонизации снижает чистый КПД энергоблока на 2,2% в абсолютном выражении. В то же время удельные выбросы CO2 всей электростанции снизятся почти на 20% с 420 до 340 г/кВт · ч. Однако в данной работе система увлажнения и нагрева дымовых газов в установке еще не продумана, поэтому тепловые затраты на установку карбонизации не оцениваются. Большое количество необходимых ТКО (2,6-6,7 кг/кг дымовых газов) вызывает определенные трудности при реализации проекта.

Библиографический список

1. Putting CO2 to Use [site]. – Paris : IEA, 2019. – URL: https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use (accessed: 12.05.2021).
2. Iizuka Ho. H-J. Carbon capture and utilization technology without carbon-dioxide purification and pressurization: a review on its necessity and available technologies / Ho. H-J. Iizuka, E. Shibata. – DOI 10.1021/ACS.IECR.9B01213 // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2019. – Vol. 58, Iss. 21. – P. 8941–8954.
3. Roadmap 2050. – Brussels : European Comission, 2011. – URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/roadmap2050_ia_20120430_en_0.pdf (accessed: 12.10.2020).
4. Applications of fly ash for CO_2 capture, utilization, and storage / A. Dindi, D. V. Quang, L. F. Vega [et al.]. – DOI 10.1016/J.JCOU.2018.11.011 // Journal of CO_2 Utilization. – 2016. – Vol. 29. – P. 82–102.
5. Seifritz W. CO_2 disposal by means of silicates / W. Seifritz // Nature. – 1990. – Vol. 345, Iss. 6275. – P. 486–486.
6. A review of accelerated carbonation technology in the treatment of cement-based materials and sequestration of CO_2 / M. Fernández Bertos, S. J. Simons, C. D. Hills and P. J. Carey // Journal of Hazardous Materials. – 2004. – Vol. 112, Iss. 3. – P. 193–205.
7. Instantaneous capture and mineralization of flue gas carbon dioxide: pilot scale study / K. J. Reddy, H. Weber, P. Bhattacharyya [et al.]. – DOI 10.1038/NPRE.2010.5404.1// Nature Precedings. – 2010. – Vol. 5. – P. 17–19.
8. Chiang P. C. Carbon Dioxide Mineralization and Utilization / P. C. Chiang, S.-Y. Pan. – [S. l.] : Springer–Singapore, 2017. – 456 p. – DOI 10.1007/978-981-10-3268-4. – ISBN 978-981-10-9830-7.
9. Reactivity of alkaline lignite fly ashes towards CO_2 in water / M. Back, M. Kuehn, H. Stanjek, S. Peiffer // Environmental Science & Technology. – 2008. – Vol. 42. – P. 4520–4526.
10. Dananjayan R. R. T. Direct mineral carbonation of coal fly ash for CO_2 sequestration / R. R. T. Dananjayan, P. Kandasamy, R. Andimuthu. – DOI

10.1016/J.JCLEPRO.2015.05.145 // Journal of Cleaner Production. – 2016. – Vol. 112. – P. 4173–4182.
11. Peng D. Y. A new two-constant equation of state / D. Y. Peng, D. B. Robinson. – DOI 10.1021/I160057A011 // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. – 1976. – Vol. 15. – P. 59–64.
12. Chiesa P. A thermodynamic analysis of different options to break 60% electric efficiency in combined cycle power plants / P. Chiesa, E. Macchi. – DOI 10.1115/1.1771684 // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power-transactions of The Asme. – 2004. – Vol. 126, Iss. 4. – P. 770–785.
13. Tugov A. N. Prospects for the use of municipal solid wastes as secondary energy resources in Russia / A. N. Tugov. – DOI 10.1134/S0040601513090139 // Thermal Engineering. – 2013. – Vol. 60, Iss. 9. – P. 663–668.