

Praca zbiorowa
pod redakcją
Krzysztofa Piekonia i Magdaleny Bogackiej

Współczesne problemy energetyki II



2015

Praca zbiorowa pod redakcją
Krzysztofa Pikonia i Magdaleny Bogackiej

WSPÓŁCZESNE PROBLEMY ENERGETYKI II

GLIWICE 2015

WSPÓŁCZESNE PROBLEMY ENERGETYKI II

Redakcja naukowa: Krzysztof Pikoń, Magdalena Bogacka

Redakcja techniczna: Martyna Potempa, Barbara Dragon, Magdalena Baron, Anna Przybylska

Recenzenci:

dr hab. inż. Mohamed Alwaeli

dr inż. Lucyna Czarnowska

dr inż. Monika Czop

dr inż. Małgorzata Kajda-Szcześniak

dr hab. inż. Danuta Król

dr hab. inż. Tomasz Jaworski

dr. hab. inż. Krzysztof Pikoń

dr hab. inż. Wojciech Stanek

dr hab. inż. Sławomir Stelmach

dr inż. Karol Sztekler

dr inż. Waldemar Ścierański

dr hab. inż. Jarosław Zuwała

Wydawca:

Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska <http://awmep.org>

e-mail: ago@helion.pl

Published by Mastermedia sp. z o.o.

ISBN 978-83-937255-8-8

Copyright © Mastermedia 2015

Wydawca dołożył wszelkich starań, aby informacje zawarte w tej książce były kompletne i rzetelne. Nie bierze jednak żadnej odpowiedzialności za ich wykorzystanie, ani za związane z tym ewentualne naruszenie praw autorskich i patentowych.

Wszelkie prawa zastrzeżone. Nieautoryzowane rozpowszechnianie całości lub fragmentów niniejszej publikacji w jakiegokolwiek postaci jest zabronione. Wykonywanie kopii metodą kserograficzną, fotograficzną, a także kopiowanie książki na nośniku filmowym, magnetycznym lub innym powoduje naruszenie praw autorskich niniejszej publikacji.

Spis treści

I.	Wykorzystanie gazów niskokalorycznych w ochronie środowiska i energetyce	7
1.	Wstęp	7
2.	Gazy niskokaloryczne.....	8
3.	Zgazowanie.....	8
4.	Reburning	9
5.	Badania eksperymentalne	10
6.	Porównanie wyników badań z danymi literaturowymi.....	12
7.	Podsumowanie i wnioski	13
II.	Kolektory słoneczne - energia XXI wieku.....	15
1.	Wstęp.....	15
2.	Solarotermia- pojęcia podstawowe	15
3.	Klasyfikacja kolektorów solarnych.....	15
4.	Materiały stosowane do produkcji kolektorów słonecznych	17
1.	Zastosowanie kolektorów słonecznych.....	19
5.	Rozwój technologii kolektorów słonecznych	20
6.	Kolektory słoneczne w Unii Europejskiej	20
7.	Rynek kolektorów słonecznych w Polsce w 2014r.....	21
8.	Efektywność ekonomiczna budowy kolektorów słonecznych.....	21
9.	Podsumowanie.....	21
III.	Emisja metanu podczas chowu zwierząt gospodarskich	23
1.	Wstęp.....	23
2.	Metodyka	24
3.	Wyniki badań i dyskusja.....	25
4.	Podsumowanie.....	28
IV.	Fermentacja metanowa kiszonki ze słomy kukurydzianej w warunkach mezo- i termofitowych	31
1.	Wstęp.....	31
2.	Materiały i metody.....	32
3.	Wyniki	34
4.	Wnioski.....	38
V.	Dwustopniowa fermentacja wodorowo-metanowa	41
1.	Wstęp.....	41
2.	Dwustopniowa fermentacja wodorowo-metanowa.....	42
3.	Podsumowanie.....	43
VI.	Analiza wrażliwości modelu numerycznego turbiny wiatrowej o pionowej osi obrotu	45

1.	Wstęp.....	45
2.	Model numeryczny turbiny wiatrowej o pionowej osi obrotu	46
3.	Wyniki	49
4.	Podsumowanie.....	52
VII.	Efektywność energetyczna płaskich i próżniowych kolektorów słonecznych.....	55
1.	Wstęp.....	55
2.	Cel i zakres pracy.....	57
3.	Metodyka i wyniki badań	57
4.	Podsumowanie i wnioski	58
VIII.	Odzysk ciepła z urządzenia do cięcia laserowego.....	61
1.	Wstęp.....	61
2.	Budowa i zasada działania instalacji.....	62
3.	Analiza ekonomiczna.....	62
4.	Podsumowanie	64
IX.	Analiza termodynamiczna układu turbiny gazowej zasilanej wodorem	65
1.	Wstęp.....	65
2.	Opis analizowanego układu turbiny gazowej	66
3.	Wpływ wybranych parametrów na działanie układu	67
4.	Podsumowanie	69
X.	Termiczne i biologiczne przekształcanie odpadów	71
1.	Wstęp.....	71
2.	Termiczne przekształcanie odpadów	71
3.	Biologiczne metody przetwarzania odpadów	74
4.	Podsumowanie	78
XI.	Analiza matematyczna efektywności procesów uzyskania biogazu z odpadów rolniczych.....	81
1.	Wstęp.....	81
2.	Analiza efektywności procesów a jej komputerowa realizacja.....	82
3.	Symulacja matematyczna	83
4.	Podsumowanie.....	89
XII.	Analiza właściwości paliwowych wybranych odpadów opakowaniowych.....	91
1.	Wstęp.....	91
2.	Bilans ilościowy tworzyw sztucznych	92
3.	Metodyka badań.....	93
4.	Wyniki Badań	93
5.	Podsumowanie	96
XIII.	Dodatki paliwowe dla paliw stałych	99
1.	Wstęp.....	99
2.	Działanie dodatków paliwowych.....	100

3.	Metodyka badań.....	100
4.	Wyniki badań.....	101
5.	Podsumowanie.....	105
6.	Wnioski.....	105
XIV.	Wpływ instalacji wychwytu i sprężania CO₂ wykorzystującej membranę separacyjną na charakterystyki termodynamiczne oraz ekonomiczne nadkrytycznej elektrowni węglowej	107
1.	Wstęp.....	107
2.	Blok referencyjny	108
3.	Moduł membrany separacyjnej.....	110
4.	Integracja bloku referencyjnego z instalacją CCS	110
5.	Analiza ekonomiczna.....	112
6.	Podsumowanie.....	114
XV.	Analiza rozkładu temperatury wzdłuż płyty rusztu wibracyjnego w technologii utylizacji biomasy oraz paliw z odpadów	116
1.	Wstęp.....	116
2.	Metodyka	118
3.	Analiza paliwa	120
4.	Opis badań	120
5.	Projekt wymaganej grubości izolacji	122
6.	Obliczenia cieplne komory paleniskowej	123
7.	Podsumowanie.....	126
XVI.	Zagospodarowanie ciepła odpadowego w nowoczesnym układzie gazowo - parowym z instalacją wychwytu i sprężania CO₂ poprzez siłownie ORC	128
1.	Wstęp.....	128
2.	Charakterystyka bloku gazowo - parowego.....	129
3.	Wyniki integracji bloku z siłowniami ORC.....	132
4.	Podsumowanie.....	134
XVII.	Wykorzystanie biogazu w energetyce rozproszonej	137
1.	Wstęp.....	137
2.	Ogólna charakterystyka biomasy i jej fermentacja metanowa.....	138
3.	Wpływ składu mieszanki wsadowej na jakość biogazu.....	141
4.	Energetyka rozproszona.....	141
5.	Ekonomiczne i ekologiczne aspekty wykorzystania biogazu	142
6.	Wykorzystanie biogazu (wybrane przykłady)	143
7.	Problematyka wytwarzania i wykorzystania biogazu do celów energetycznych [6]	145
8.	Podsumowanie.....	145
XVIII.	Współprądowe zgazowanie wtórnego paliwa odpadowego, biomasy oraz mieszanek paliwa wtórnego z biomasa.....	147
1.	Wstęp.....	147

2.	Układ eksperymentalny i metodyka badawcza.....	149
3.	Wyniki	150
4.	Podsumowanie i wnioski	152
XIX.	Zastosowanie produktów z pirolizy zużytych opon	155
1.	Wstęp.....	155
2.	Proces pirolizy	156
3.	Podsumowanie.....	159

I. Wykorzystanie gazów niskokalorycznych w ochronie środowiska i energetyce

Wojciech Uchman¹, Sebastian Werle²;

¹Politechnika Śląska; Instytut Techniki Ciepłej, ul. Konarskiego 22, 44-100 Gliwice, tel.: 32 2372993, e-mail: sebastian.werle@polsl.pl

Streszczenie

Gazy niskokaloryczne wykazują potencjał energetyczny, który należy zagospodarować. Do takich gazów należą gazy ze zgazowania biomasy, które można wykorzystać jako paliwo reburningowe. W pracy przedstawiono wyniki badań eksperymentalnych współspalania gazu ze zgazowania osadów ściekowych w kotle węglowym małej mocy oraz przeanalizowano wpływ wielkości strumienia doprowadzanego gazu na wielkość emisji tlenków azotu.

Słowa kluczowe: gaz niskokaloryczny, zgazowanie, osady ściekowe, reburning

1. Wstęp

Polityka energetyczna krajów Unii Europejskiej zdecydowanie dąży do zwiększenia produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Niestety, dostępne obecnie technologie OZE sprawiają szereg problemów eksploatacyjnych, a przede wszystkim ich sprawności są na względnie niskim poziomie. Naturalnym, w procesie przejścia ku źródłom odnawialnym, wydaje się wykorzystanie procesów dobrze poznanych i opanowanych (np. spalania) wraz z paliwami alternatywnymi.

Paliwa gazowe stanowią jedno z podstawowych źródeł energii wykorzystywanych w energetyce zawodowej, komunalnej oraz transporcie. Zdecydowaną większość stanowi gaz ziemny. Do zalet paliw gazowych należy brak konieczności magazynowania, stosunkowo niewielki wpływ ich użytkowania na środowisko a przede wszystkim łatwość prowadzenia i automatyzacji procesu spalania. Układy gazowe stosowane są jako źródła szczytowe ze względu na krótki czas uruchomienia. Pozostawiając poza dyskusją kwestię dostępnych zasobów gazu ziemnego, jednymi z jego głównych cech są wysoka cena oraz zależność od dostawców strategicznych. Sposobem na dywersyfikację dostaw paliw gazowych jest wykorzystanie, na większą niż dotychczas skalę, gazów niskokalorycznych.

Gazy niskokaloryczne to szerokie zagadnienie, gdyż ich pochodzenie jest bardzo zróżnicowane. Znaczną ich część stanowią gazy odlotowe z procesów technologicznych. Gazy takie jak gaz koksowniczy czy konwertorowy, pomimo powstawania jako produkty uboczne stanowią wartościowe paliwa o wartościach opałowych odpowiednio 17-18 MJ oraz 7-8,5 MJ. Do cech charakterystycznych gazów technologicznych należą wahania wartości opałowej i strumienia a także stosunkowo duża zawartość zanieczyszczeń [1].

Innym rodzajem gazów niskokalorycznych, są gazy pochodzące z procesów zgazowania. Ich istotną cechą jest możliwość wpływania na skład powstającego gazu poprzez zmianę zgazowywanego paliwa, medium zgazowującego czy warunków prowadzenia procesu. Charakterystyka takiego gazu, możliwości i sposoby jego zastosowania, a także wady i zalety tej metody termicznej konwersji paliw stałych będą przedmiotem dalszych rozważań.

Celem pracy jest przeprowadzenie badań eksperymentalnych procesu reburningu w kotle węglowym małej mocy przy użyciu gazu ze zgazowania osadów ściekowych oraz analiza przeprowadzona w zakresie wpływu wielkości strumienia doprowadzanego gazu na wielkość emisji tlenków azotu. Opracowanie wpisuje się w trend poszukiwania korzystnych dla środowiska zastosowań gazu generatorowego.

2. Gazy niskokaloryczne

Gazy niskokaloryczne to przede wszystkim mieszanki gazów palnych takich jak CO, H₂, CH₄ z rozcieńczalnikami N₂ oraz H₂O. Przykładowe składy gazów zaprezentowano w tabeli 1.

Tab. 1 Skład i wartość opałowa gazów niskokalorycznych [2,3]

składnik, % obj.	zgazowanie drewna	zgazowanie drewna	zgazowanie węgla brunatnego	gaz wielkopiecowy
H ₂	8,8	33,4	12	9
CO	6,9	8,8	22	4
CO ₂	19,2	21,8	10	22
CH ₄	0	0,5	1	5
N ₂	60	35,5	55	60
C ₃ H ₈	5,1	0	0	0
LHV [MJ/m ³ _n]	6,47	4,9	4,13	2,59

Skład gazów ubogich, przewaga tlenu węgla i wodoru jako składników palnych, a także spory udział gazów inertnych sprawia, że ich spalanie może stanowić pewne wyzwanie. Szczególnie istotnym jest wykonanie wcześniejszych pomiarów i zbadanie właściwości danego paliwa, niezależnie od sposobu utylizacji (kocioł węglowy, turbina gazowa) [3, 4]. Autorzy [2,3] zwracają uwagę, że do głównych problemów należy stabilność płomienia, obniżona temperatura spalania oraz węższe granice palności.

Wymienione problemy wiążą się bezpośrednio ze składem gazu oraz reakcjami pomiędzy poszczególnymi związkami podczas procesu spalania. Analizy przeprowadzone przez autorkę [5], pokazują, że interpretacje badań i obliczeń przy wykorzystaniu dostępnych mechanizmów spalania metanu czy tlenu węgla nie są jednoznaczne. Generalnie, obecność CO₂ wpływa na spowolnienie spalania metanu, a H₂ na przyspieszenie. Okazuje się, że wpływ CO jest zmienny – przy wysokim stężeniu i wysokiej temperaturze zwiększa laminarną prędkość płomienia, przy niskim stężeniu sprzyja inhibicji procesu. Dualizm zachowań widać także gdy jednym ze składników jest H₂O. W mieszaninie ubogiej zwiększa prędkość spalania, natomiast przy wysokim stężeniu utleniacza ją zmniejsza [4, 5]. Autorzy [3] zwracają uwagę, że negatywne skutki małej ilości węglowodorów można minimalizować na przykład poprzez zwiększenie temperatury substratów.

Stosowanie mechanizmu reakcji, który właściwie opisuje zachodzący proces jest kluczowe dla modelowania matematycznego, które zwykle poprzedza proces projektowania np. palników gazowych. Postuluje się konieczność badań numerycznych mieszanin o składzie zbliżonym do gazu ze zgazowania, a także ich eksperymentalną weryfikację. Jest to niezbędne do optymalizacji procesu spalania, dzięki której można uzyskać zadowalającą efektywność maszyn i urządzeń energetycznych.

Autorzy [4] zwracają uwagę, że do pełnego wykorzystania potencjału gazów niskokalorycznych konieczne jest przeprojektowanie instalacji energetycznych, jednakże przemysł reaguje na potrzeby rynku i już producenci deklarują zgodność niektórych serii swoich urządzeń z paliwami alternatywnymi, jak chociażby silniki TEDOM do spalania biogazu, syngazu czy gazu pirolitycznego [6].

3. Zgazowanie

Zgazowanie jest termo-chemicznym procesem prowadzącym do powstania gazu palnego z paliwa stałego. Nazywane jest także „pół-spalaniem”, ze względu na częściowe utlenienie doprowadzanego paliwa w celu zapewnienia ciepła dla występujących w zgazowaniu reakcji endotermicznych. Możliwości wykorzystania tej metody konwersji podnosi się w szczególności w przypadku paliw niekonwencjonalnych (mikroalgi) czy odpadowych (osady ściekowe, pierze). Ma to związek z dużą odpornością procesu na zmienność składu materiału zgazowywanego.

Wcześniejsze badania [7, 8] wskazują na spory potencjał technologii zgazowania przy utylizacji wymienionych paliw alternatywnych. W skali laboratoryjnej z powodzeniem uzyskano gaz, który może stanowić dodatkowe paliwo do kotłów węglowych bądź być spalany w układach CHP, które są popularnym rozwiązaniem przy oczyszczalniach ścieków.

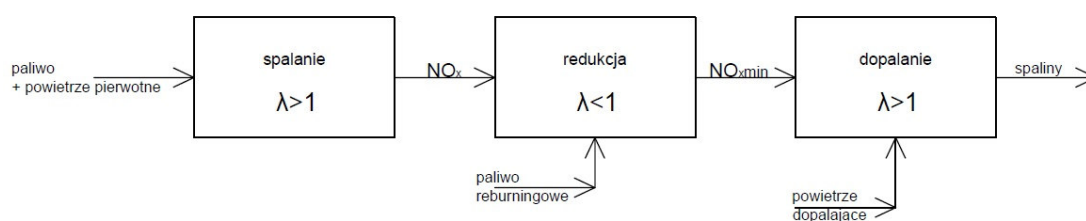
Zgazowanie charakteryzuje się także możliwościami wpływania na skład powstającego gazu. Rodzaj użytego medium zgazowującego ma istotny wpływ na zawartość palnych związków w syngazie, co także determinuje sposoby późniejszego zastosowania [9]. Przykładem takiego medium jest para wodna, której udział w zgazowaniu zwiększa ilość wodoru w gazie, niezależnie od rodzaju zgazowywanego paliwa [3]. Skutkuje to potem lepszymi parametrami spalania syngazu, np. większą laminarną prędkością spalania.

Integracja instalacji zgazowania z kotłem energetycznym posiada wiele zalet w stosunku do bezpośredniego współspalania biomasy bądź odpadów. Można dzięki temu uniknąć wielu problemów związanych z pogorszeniem jakości popiołu, korozją, szlakowaniem, zwiększeniem zanieczyszczeń powierzchni ogrzewalnych kotła. Dodatkowo, współspalanie biomasy w kotle pyłowym wymaga jej wcześniejszego przystosowania co powoduje kolejne trudności podczas mielenia. Oczywiście, zgazowanie biomasy także nie jest bezproblemowe, niemniej jednak wartym podkreślenia jest fakt, że zdecydowana większość tych problemów może być rozwiązana poza kotłem energetycznym, którego modyfikacja wiąże się przeważnie z dużym nakładem finansowym i lepiej je zneutralizować w miejscu powstawania – zgazowarce oraz jednostce chłodzenia i oczyszczania gazu procesowego [3].

4. Reburning

Gazy syntezowe charakteryzują się odpowiednimi właściwościami, aby zaklasyfikować je jako paliwo reburningowe. Reburning jest metodą ograniczania emisji tlenków azotu za pomocą zmiany organizacji procesu spalania. Jest on realizowany w komorze spalania, dlatego zalicza się do metod pierwotnych redukcji emisji NO_x .

Spalanie trzystopniowe (reburning) polega na rozdzieleniu procesu spalania na trzy etapy. Podczas pierwszego z nich panują warunki stechiometryczne, w etapie drugim doprowadza się paliwo dodatkowe ($\lambda < 1$) wytwarzając warunki redukcyjne, a etapem kończącym proces spalania jest strefa dopalenia produktów niezupełnego i niecałkowitego spalania ($\lambda > 1$) [10]. Schemat ideowy przedstawiony na rysunku 4.1.



Rys. 4.1 Schemat reburningu

Reburning stosowany jest głównie w starszych instalacjach, gdzie modernizacja z zastosowaniem metod katalitycznych wymagałaby zbyt dużych nakładów inwestycyjnych. Dane literaturowe wskazują na efektywność reburningu sięgającą 70% [11]. Przy zastrzegających się wymogach środowiskowych koniecznym wydaje się połączenie stopniowego spalania z inną metodą odazotowania [12].

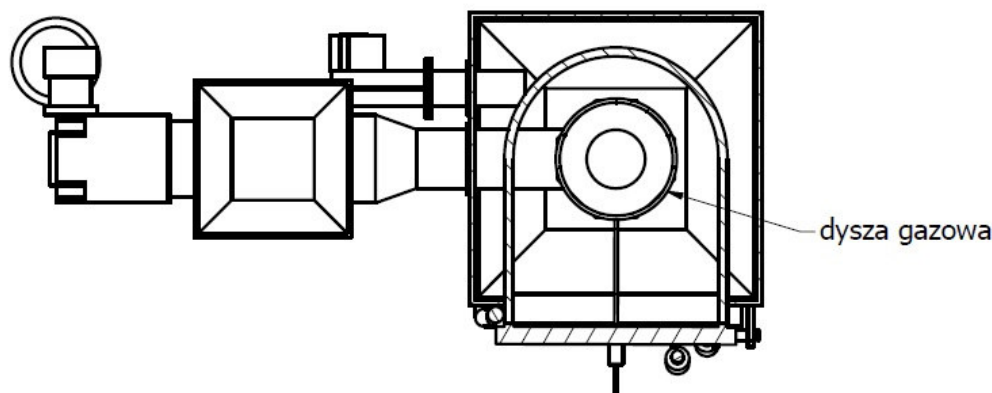
Istotą metody spalania trzystopniowego jest strefa reburningu właściwego, w której, podczas rozkładu paliwa redukcyjnego, powstają rodniki $-\text{CH}_i$ odpowiadające za rozkład tlenków azotu. Do głównych czynników warunkujących efektywność reburningu należy rodzaj paliwa dodatkowego, szybkość i jakość jego wymieszania ze spalinami, a także stosunek nadmiaru powietrza, czas pobytu w strefie redukcyjnej oraz poziom temperatury [10].

Dobrym paliwem reburningowym jest paliwo wysokoreakcyjne z dużą zawartością części lotnych – oprócz gazu ziemnego, warunki spełniają także gazy syntezowe, na przykład gaz ze zgazowania osadów ściekowych. Potwierdzenie tej tezy można znaleźć w pracach [9, 13], których przedmiotem były obliczenia numeryczne określające potencjał tego typu gazu w reburningu. Przeprowadzone analizy wskazują, że gaz ze zgazowania osadów ściekowych sprawdza się jako paliwo dodatkowe. Osiągnięto efektywność redukcji NO sięgającą 90% (jednym z przyjętych podczas obliczeń założeń była emisja tylko NO, bez innych NO_x, jednakże według [10] standardowy udział objętościowy NO w całości NO_x wynosi około 95%, więc można przyjąć brak znaczącego wpływu tego uproszczenia na wynik kalkulacji).

5. Badania eksperymentalne

Przeprowadzono badania eksperymentalne procesu reburningu w kotle węglowym małej mocy przy użyciu gazu ze zgazowania osadów ściekowych oraz analizę wpływu wielkości strumienia doprowadzanego gazu na redukcję emisji tlenków azotu.

Do badań zastosowano kocioł Urzoń o mocy 25 kW z palniskiem retortowym, wyposażony w podajnik ślimakowy napędzany silnikiem elektrycznym, zasobnik węgla oraz wentylator doprowadzający powietrze do komory spalania. Bazowo kocioł przystosowany jest do spalania tylko jednego paliwa, dlatego w celach badawczych poddano go nieznacznej modyfikacji. Drzwi kotła wyposażono w króciec, który umożliwił zamontowanie dyszy doprowadzającej gaz. Dysza umieszczona była współśrodkowo z palnikiem, pomiędzy palnikiem a deflektorem. Umieszczenie i sposób wykonania dyszy (otwory wokół palnika) miały na celu równomierne rozprządzenie gazu w komorze spalania oraz szybkie i dokładne wymieszanie ze spalinami, które jest jednym z czynników istotnie wpływających na efektywność reburningu. Schemat wykonanej modyfikacji zaprezentowano na rysunku 5.1.



Rys. 5.1 Schemat umieszczenia dyszy w kotle

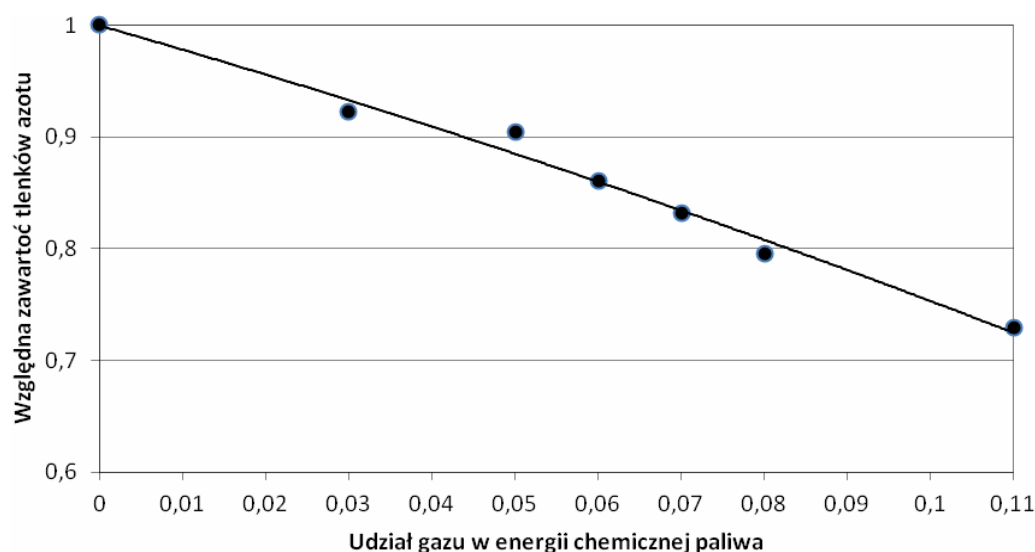
Udział składników spalin (NO oraz CO) mierzony był przy pomocy analizatora ABB AO2020 z serii Advance Optima. Jest to modułowy analizator on-line, który umożliwia rozbudowę w zależności od wymagań danego badania. Na potrzeby eksperymentu wyposażono go w moduł analizatora w podczerwieni Uras 14, który wykorzystuje metodę absorpcyjną. Metoda ta wraz z detektorem dobrej jakości zapewnia wysokoselektywny pomiar w szerokich zakresach pomiarowych przy przepływie gazu procesowego 20-100 l/h. Pomiar udziału tlenu został zrealizowany metodą elektrochemiczną.

Badanie składało się z dwóch etapów. Etapem pierwszym było spalanie samego węgla, czyli pomiar referencyjny. Etap drugi polegał na analizie składu spalin podczas spalania takiego samego strumienia węgla z dodatkiem gazu reburningowego. Strumień gazu był stopniowo zwiększany. Tabela 2 przedstawia skład użytego gazu niskokalorycznego.

Tab. 2 Skład gazu ze zgazowania osadów ściekowych

składnik	udział, % obj.
H ₂	5
CO	28,5
CO ₂	15
CH ₄	1
N ₂	50,5

Na wykresie przedstawionym na rysunku 5.2 pokazana została zależność pomiędzy względną zawartością tlenków azotu a udziałem gazu w energii chemicznej paliwa (określonej przy pomocy wartości opałowej).



Rys. 5.2 Względna zawartość tlenków azotu w funkcji udziału gazu w energii chemicznej paliwa

Analiza przedstawionych wyników wskazuje, że ilość emitowanych podczas spalania tlenków azotu zmalała. Wykres przedstawiony na rysunku 5.2 pokazuje, że wraz ze wzrostem udziału gazu w całości energii chemicznej paliwa zwiększa się efektywność redukcji emisji. Najwięcej, bo ok. 30% redukcji osiągnięto, gdy strumień gazu sięgał 11% energii paliwa.

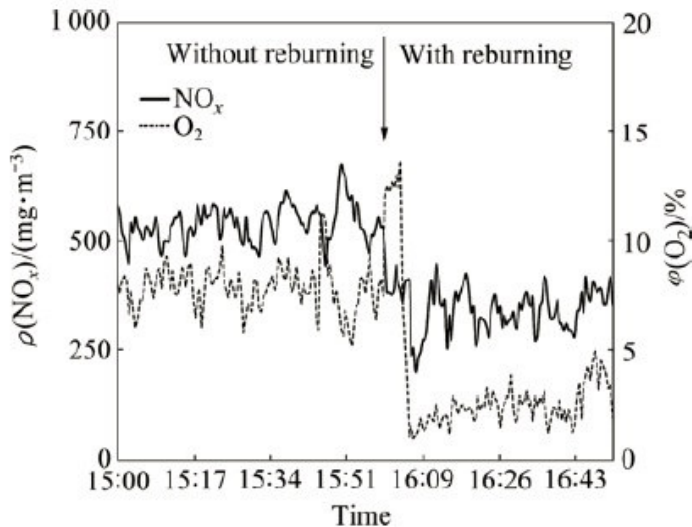
Elementem wpływającym na efektywność reburningu w badanym kotle jest jego konstrukcja. Stosunkowo niewielka odległość pomiędzy palnikiem a deflektorem uwarunkowała miejsce wtrysku gazu. Dodatkowo, w kotle o tak małej mocy, temperatura za deflektorem może być już zbyt niska dla procesu reburningu. Zgodnie z [13] postuluje się, że temperatura optymalna reburningu przy zastosowaniu gazu ze zgazowania osadów ściekowych wynosi około 1200K. Ze względu na obniżenie temperatury, reburning zachodził przez stosunkowo krótki okres czasu, co mogło negatywnie wpłynąć na jego efektywność. Znajduje to potwierdzenie w pracy [14], gdzie wykazano, że generalnie efektywność reburningu zmniejsza się wraz z temperaturą.

Pomimo warunków w badanym kotle, wykazano, że gaz ze zgazowania osadów ściekowych ma możliwość wytworzenia atmosfery redukcyjnej, co stanowi o jego przydatności jako paliwa reburningowego. Przewiduje się

wzrost efektywności reburningu przy użyciu gazu uzyskanego przy pomocy innych czynników zgazowujących. Według analiz przeprowadzonych w [9], najlepszym czynnikiem zgazowującym jest para wodna.

6. Porównanie wyników badań z danymi literaturowymi

W pracy [14] przedstawiono badania procesu reburningu w kotle retortowym (25kW). Jako paliwa reburningowego użyto gazu syntezowego z kawałków drewna olchowego. Ze względu na warunki, w których przebiegał proces, jest możliwość porównania otrzymanych wyników. Duże znaczenie ma tutaj brak strefy dopalającej. Rezultat badań [14] przedstawiono na rysunku 6.1.



Rys. 6.1 Koncentracja NO_x oraz O_2 w spalinach w funkcji czasu [14].

W przedmiotowej pracy udział paliwa dodatkowego w obciążeniu cieplnym wynosił 63%. Stwierdzono, że nie są to właściwe proporcje do oceny efektywności procesu reburningu, wykazano jednak możliwości redukcyjne gazu ze zgazowania biomasy.

W pracy [15] przeprowadzono symulację procesu konwencjonalnego reburningu w kotle opalanym węglem kamiennym przy użyciu gazu ze zgazowania biomasy – odpadów z papierni. Efektywność redukcji emisji tlenków azotu sięgnęła 46% przy 23% udziale gazu w obciążeniu cieplnym. Użyty gaz był paliwem niskokalorycznym, tak jak gaz z osadów ściekowych. Charakteryzował się on niską zawartością CH_4 , dlatego w pracy zwrócono uwagę na istotną rolę CO i H_2 w procesie redukcji. Ważnym aspektem użycia gazów niekonwencjonalnych, pomimo mniejszej efektywności reburningu od gazu ziemnego, jest brak konieczności zastosowania dodatkowego medium transportującego. Ze względu na swój zróżnicowany skład, gaz syntezowy dokładnie penetruje komorę spalania, ponieważ część składników pełni rolę nośnika. Jest to cecha upraszczająca instalację doprowadzającą paliwo do kotła [15].

Autorzy pracy [3] przeprowadzili badania eksperymentalne współspalania gazów niskokalorycznych w kotle OPG 230, który jest modyfikacją popularnego w elektrociepłowniach kotła OP 230, przystosowanym do spalania dwóch paliw: gazu i pyłu węglowego. Podczas analiz skupiono się na wpływie użycia gazu ze zgazowania na funkcjonowanie kotła. Zwrócono uwagę na zwiększony strumień spalin, co wiąże się z dużym strumieniem doprowadzanego gazu, który przy swojej niskiej wartości opałowej miał utrzymać obciążenie cieplne kotła. Warto podkreślić, że jeden ze współspalanych gazów miał wartość opałową na poziomie jedynie 2 MJ/m^3 i wymagał odpowiedniego wsparcia ze strony płomienia węglowego, by utrzymać proces spalania. Autorzy wspominają wielokrotnie o silnej potrzebie badań nad parametrami charakteryzującymi proces spalania gazów ubogich. Negatywnym aspektem użycia drugiego paliwa może być konieczność wprowadzenia modyfikacji w części kotła odpowiadającej za wymianę ciepła, ze względu na intensyfikację wymiany na drodze konwekcji kosztem wymiany radiacyjnej. Do pozytywnych aspektów współspalania można zaliczyć zmniejszenie ilości

popiołu, brak konieczności wygaszania kotła energetycznego w momencie wygaszania zgazowarki. Ponadto, integracja instalacji zgazowania z kotłami energetycznymi zdecydowanie zwiększa ich elastyczność na rodzaje wykorzystywanych paliw. Jeżeli udział gazu niskokalorycznego wynosi około 20% w obciążeniu cieplnym, jego obecność nie wpływa znacząco na funkcjonowanie kotła, a nawet może być wskazana ze względu na zjawisko reburningu, jeżeli jest doprowadzony w odpowiednim miejscu kotła. Ważną informacją wynikającą z tych analiz jest fakt, że wszystkie negatywne aspekty współspalania gazu 2 MJ/m^3_n , nie miały swojego odpowiednika przy współspalaniu gazu o wartości opałowej $8,5 \text{ MJ/m}^3_n$, co pokazuje, że jakość i skład gazu ma istotne znaczenie dla możliwości jego użycia w celach energetycznych.

7. Podsumowanie i wnioski

Gazy niskokaloryczne mogą być wartościowym paliwem dla energetyki, jeżeli weźmie się pod uwagę ich specyficzne właściwości oraz dostosuje instalację energetyczną. Istotną kwestią jest konieczność wcześniejszych badań i pomiarów parametrów charakteryzujących dany gaz w procesie spalania.

Przeprowadzono badania eksperymentalne procesu reburningu w kotle węglowym małej mocy. Analiza wyników wykazała przydatność gazu ze zgazowania osadów ściekowych jako paliwa reburningowego, jednocześnie wskazano możliwości zwiększenia jego potencjału. Wykorzystanie paliw odpadowych determinuje ich dostępność oraz uzasadnienie ekonomiczne.

Podziękowanie

Praca naukowa wykonana w ramach badań własnych realizowanych w Instytucie Techniki Ciepłej.

Literatura

1. Rusinowski H., Pluta Ł., Milejski A., Wykorzystanie energetyczne niskokalorycznych gazów technologicznych, [w:] Rynek Energii, 3(88), 2010, str. 87-93
2. Chomiak J., Longwell J. P., Sarofim A. F., Combustion of low calorific value gases; Problems and prospects, [w:] Prog. Energy Combust. Sci., 15, 1989, str. 109-129
3. Kalisz S., Pronobis M., Baxter D., Co-firing of biomass waste-derived syngas in coal power boiler, [w:] Energy, 33, 2008, str. 1770-1778
4. Chacartegui R., Sanchez D., Munoz de Escalona J. M., Munoz A., Sanchez T., Gas and steam combined cycles for low calorific syngas fuels utilization, [w:] Applied Energy, 101, 2013, str. 81-92
5. Gil I., Analiza mechanizmu spalania gazu o składzie zbliżonym do składu gazu z procesu podziemnego zgazowania węgla – przegląd literatury, [w:] Prace naukowe GIG Górnictwo i Środowisko, 3, 2011, str. 25-35
6. <http://en.tedomengines.com/fuel-biogas.html> [dostęp 01.12.14]
7. Michczyńska A., Michczyńska M., Uchman W., Werle S., Energia z alg cz. I, [w:] Energetyka ciepła i zawodowa, 2, 2013, str. 50-53
8. Michczyńska A., Michczyńska M., Uchman W., Werle S., Energia z alg cz. II, [w:] Energetyka ciepła i zawodowa, 3, 2013, str. 52-54
9. Kubicka S., Werle S., Influence of the gasification agent type on the combustible fraction of sewage sludge gasification process gas and the effectiveness of NO_x emission reduction, [w:] Archives of Waste Management and Environmental Protection, 14, 3, 2012, str. 43-54
10. Wilk R. K., Podstawy niskoemisyjnego spalania, Wydawnictwo Gnome, Katowice 2000
11. Kordylewski W., Rybak W., Salamon A., Efektywność obniżania emisji NO_x podczas spalania paliw metodą reburning, [w:] Ochrona Środowiska, 4(63), 1996, str. 13-15
12. Chen W. -Y., Gathitu B. B., Su Y., Efficient and cost effective reburning using common wastes as fuel and additives, [w:] Fuel, 89, 2010, str. 2569-2582
13. Werle S., Modeling of the reburning process using sewage sludge-derived syngas, [w:] Waste Management, 32, 2012, str. 753-758

14. Hrycko P., Lasek J., Matuszek K., Biomass gasification and Polish coal-fired boilers for process of reburning in small boilers, [w:] *Journal of Central South University of Technology*, 20, 6, 2013, str. 1623-1630
15. Adams B. R., Chen S. L., Juch C. I., Lee H. T., Shim H. S., Wan H. P., Wu K. -T., Study of syngas co-firing and reburning in a coal fired boiler, [w:] *Fuel*, 83, 2004, str. 1991-2000

II. Kolektory słoneczne - energia XXI wieku

Agnieszka Bielska

Politechnika Białostocka, ul. Wiejska 45a; 15-351 Białystok, tel: 85 746 90 01, e-mail: pbud@pb.edu.pl

Streszczenie

Energetyka słoneczna jest ważnym aspektem rozwijającej się Polski. Przez ponad 150 lat zapotrzebowanie energetyczne ludzi było zaspokajane poprzez spalanie paliw kopalnych. Środowisko naturalne nie ma możliwości zwiększenia wchłaniałości produktów ubocznych pochodzących ze spalania takich jak: CO₂, SO₂, NO_x. Z tego też względu zainteresowano się niewyczerpalnym źródłem energii, nie wpływającym szkodliwie na otaczające nas środowisko czyli promieniowaniem słonecznym. Istnieje wiele rodzajów kolektorów słonecznych uwarunkowanych położeniem w strefie klimatycznej, powierzchnią montażową, ceną czy samą ekonomicznością użytkowania. Dotyczy to również samych materiałów z których poniżej omawiane kolektory są wykonane. Znalazły one szerokie zastosowanie zarówno do spełniania celów pojedynczych mieszkańców jak również całej społeczności. Światowym liderem dystrybucji kolektorów słonecznych jest Japonia, znaczącą pozycję na rynku energetyki kolektory słoneczne zaczęły również odgrywać w USA czy Australii. Wśród państw znajdujących się w Unii Europejskiej na rynku energetycznym prowadzą Niemcy oraz Austria.

Słowa kluczowe: „zielona energia”, kolektory słoneczne, rynek energetyki, solaroterミア

1. Wstęp

Z biegiem lat energetyka słoneczna w Polsce rozpoczęła nowy etap rozwoju. Pierwsze firmy zajmujące się produkcją kolektorów słonecznych do podgrzewania wody powstały już w latach dziewięćdziesiątych. Zaowocowało to budową kilku tysięcy metrów kwadratowych powierzchni kolektorów słonecznych w zastosowaniu m.in. dla rolnictwa. Niestety nie wystarczyło to by stworzyć rynek zbytu - oni ważny przemysł w tym zakresie. Korzystanie z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł pozwala na korzystanie z bardzo wielu korzyści m.in. różnicowanie zasilania w nośniki energetyczne w celu zmniejszenia ryzyka w prowadzeniu działalności gospodarczej oraz zwiększenia prawdopodobieństwa wyższego zysku, wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju, ochrona środowiska (poprzez zastąpienie paliw kopalnych), powstawanie nowych miejsc pracy dzięki rozwojowi małych oraz średnich przedsiębiorstw [1].

2. Solaroterミア- pojęcia podstawowe

Solaroterミア jest instalacją służącą do pozyskania ciepła. Korzysta ona z nieskupionej bądź skupionej energii słonecznej. Kolektory solarne nieskupione znalazły zastosowanie w ogrzewnictwie oraz dostawie wody, a także w chłodzeniu. W trakcie okresu letniego spełniają zapotrzebowanie na ogrzewanie oraz wodę natomiast w okresie zimowych niezbędne jest podłączenie ich z innymi zdecentralizowanymi systemami służącymi do wytwarzania energii. Innym rozwiązaniem dostarczającym większą ilość ciepła są kolektory skupiające. W przypadku tego rodzaju kolektorów następuje podążanie za promieniowaniem słonecznym co wiąże się z wyższymi kosztami instalacji w porównaniu z kolektorami nieskupiającymi [6].

Ale czym właściwie są kolektory solarne? Są to urządzenia stosowane w celu przekształcenia energii promieniowania słonecznego na ciepło. Energia słoneczna, która dociera do kolektora jest zamieniana na energię cieplną, której nośnikiem może być ciecz np. woda lub gaz np. powietrze [2,6].

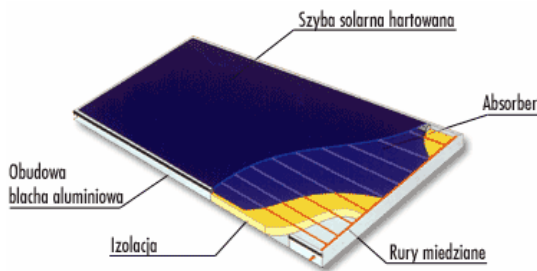
3. Klasyfikacja kolektorów solarnych

Można przedstawić następujący podział kolektorów solarnych[7]:

- płaskie: cieczowe, gazowe, dwufazowe,

- płaskie próżniowe,
- próżniowo- rurowe,
- skupiające,
- specjalne np. okno termiczne;

Kolektory płaskie składają się z takich elementów jak: przezroczyste pokrycie wykonane ze szkła strukturalnego, absorber w postaci blachy miedzianej pokrytej powłoką selektywną, wymiennika ciepła wykonanego z rurki miedzianej przylutowanej do absorbera, oraz izolacji w postaci najczęściej wełny mineralnej. Miedzianymi rurkami przepływa cieśz ulegająca ogrzaniu dzięki rozgrzanemu absorberowi. Obudowa zamykająca cały system ma za zadanie ochrony absorbera oraz rurek przed działaniem czynników mechanicznych prowadzących do uszkodzeń, czynnikami atmosferycznymi oraz zredukowaniem strat ciepła. Górna powierzchnia obudowy jest przezroczysta w celu umożliwienia docierania promieni słonecznych do absorbera. Obecna produkcja kolektorów płaskich dobrej jakości pozwala na osiągnięcie sprawności rzędu 85 %, pozwala to na stosowanie ich przez ponad 25 lat. Montowane są głównie na budynkach mieszkalnych gdzie istnieje zdecydowany wpływ na wielkość zapotrzebowania na ciepłą wodę, ponieważ pozwalają one znacznie ograniczyć rachunki za energię. Istnieje możliwość również zastosowania kolektorów w celu ogrzania budynków które znajdują się poza siecią ciepłowniczą bądź w przypadku występowania przerw w dostawach energii. Podstawową i niepodważalną zaletą kolektorów płaskich jest stosunkowo niska cena oraz prosta budowa, pozwalające na bezproblemowe działanie kolektorów przez długie lata[1,7,8].

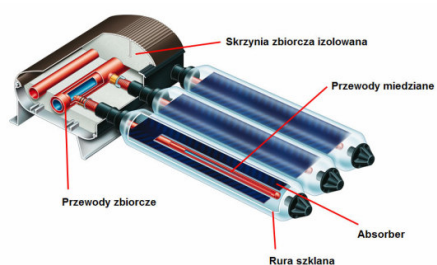


Rys.3.1 Budowa kolektora płaskiego[12]



Rys.3.2 Kolektor płaski, Ensol [10]

W przypadku kolektorów próżniowych (próżniowo-rurowych) można wyróżnić następujące elementy: szklane rury próżniowe śr.5-10 cm ustawione równolegle względem siebie gdzie absorber zbierający ciepło umieszczony jest w próżni. Takie rozwiązanie zdecydowanie poprawia funkcjonowanie takiego kolektora w obrębie szerokości geograficznych np. Polski. Absorpcja ciepła słonecznego w takim przypadku nie jest uwarunkowana od panującej temperatury zewnętrznej, co w konsekwencji pozwala na zyski ciepła w instalacji, mniejsze straty ciepła do otoczenia. Uwarunkowane jest to brakiem konwekcji czyli transportu ciepła wynikającego z ruchu materii. Absorber jest szybciej ogrzewany z racji tego, że ciepło nie jest tracone na podgrzew otaczającego go powietrza. Dodatkowym elementem jest zwierciadło, oświetlające absorber od strony odslonecznej. Sprawność kolektorów w trakcie trwania chłonnnych dni jest wyższa niż w przypadku kolektorów płaskich, jednak automatycznie przelicza się to na koszt jej wykonania. Kolektory tego typu odznaczają się również mniejszą wytrzymałością na działanie czynników atmosferycznych takich jak np. grad, śnieg itp. Nie występuje tu tak jak dla kolektorów płaskich odwrócony obieg pozwalający na rozmrożenie kolektora oraz rozpuszczanie zalegającego na nich śniegu. Dodatkowym atutem, prócz 60% dostarczenia ciepła niezbędnego do ogrzania wody użytkowej jest wykorzystanie mniejszej powierzchni zabudowy [1,7,8].



Rys.3.3. Budowa kolektora próżniowo- rurowego[12]



Rys.3.4 Kolektor próżniowo- rurowy, KSG [10]

Dla kolektorów skupiających zastosowano układ lusterek lub soczewek w zależności od gęstości strumienia promieniowania słonecznego. W kolektorach tych padające promienie słoneczne są odbijane w kierunku absorbera, który jednocześnie jest wymiennikiem ciepła. Powierzchnia pochłaniająca promieniowanie wykonana jest, jako forma płaskich bądź rurkowych pochłaniaczy. Celność zwierciadeł w wychwytywaniu promieni słonecznych jest uwarunkowana kierunkiem padania promieni słonecznych. By osiągnąć wysoką sprawność muszą być one ułożone prostopadle do kierunku padania promieni, oznacza to że kolektor przez cały czas powinien poruszać się zgodnie z pozornym ruchem słońca. Niestety wiąże się to z dodatkowymi nakładami kosztów budowy oraz samego utrzymania kolektora. Kolektory skupiające charakteryzują się małymi gabarytami. Uzyskana energia może być przekształcana w energię mechaniczną bądź elektryczną, zastosowaną do pompowania wody, nawadniania, chłodzenia, oświetlenia itd. [1,7,8].



Rys.3.5. Kolektor skupiający [11]

4. Materiały stosowane do produkcji kolektorów słonecznych

Absorbery i powłoki absorberów [1,7,8]:

Materiały wykorzystywane do budowy absorberów powinny odznaczać się następującymi cechami:

- odpowiednie przewodnictwo cieplne,
- mała gęstość,
- łatwa obróbka mechaniczna,
- odpowiednia odporność na wysokie temperatury,
- odpowiednia odporność korozyjna (atmosferyczna oraz od strony czynnika roboczego);

Cecha dotycząca dobrego przewodnictwa cieplnego materiału na absorber jest istotna zwłaszcza dla kolektorów pełniących rolę podgrzewu wody. Uwarunkowana jest ona powierzchnią styku czynnika roboczego z samym absorberem- powierzchnia styku jest mniejsza od samego absorbera. W przypadku kolektorów powietrznych przewodność płyty nie jest kluczowym elementem, ze względu na omywanie całej powierzchni absorbera czynnikiem roboczym. Z tego też względu absorbery kolektorów cieczowych powinny być wykonywane z metali z unikaniem tworzyw sztucznych. Odnośnie absorberów kolektorów powietrznych, należy wykonywać je z metali tworzyw sztucznych oraz z materiałów budowlanych [1,7,8].

Kolejnym bardzo istotnym czynnikiem dotyczącym doboru materiałów jest odporność korozyjna. Jest to czynnik najistotniejszy w przypadku kolektorów wodnych, gdzie dodatkowo do korozji atmosferycznej rolę odgrywa korozja wodna wywołana przepływającą wodą. Materiałem przewodnim dla kolektorów wodnych w przypadku gdy czynnikiem korozyjnym jest woda są: stal nierdzewna, miedź oraz tworzywa sztuczne. Unikać należy stali węglowej, aluminium oraz stali galwanizowanej.

Powłoki absorberów powinny oznaczać się wysoką przyczepnością do absorberów, dobrą odpornością na wysokie temperatury, właściwościami antykorozyjnymi oraz selektywnością (wysokim współczynnikiem absorpcji α).

Pokrycia kolektorów [1,7,8]:

Pokrycia kolektorów powinny odznaczać się następującymi właściwościami:

- duża przepuszczalność promieniowania słonecznego,
- stabilność barwy (odporność na promieniowanie nadfioletowe, promieniowanie UV),
- trwałość,
- wytrzymałość na obciążenia wiatru, deszczu, gradu, śniegu (co najmniej 750 N/m²),
- łatwość obróbki,
- niska nasiąkliwość,
- dobra zmywalność
- umożliwienie kompensacji wydłużeń na zmiany temperatur
- hermetyczne zamknięcie (ograniczenie strat ciepła, ograniczenie osadzania się kurzu na powierzchni absorbera);

Cieszącymi się największą sławą materiałami na wykonanie pokryć kolektorów są szkło hartowane i budowlane oraz teflon. W przypadku zastosowania innych materiałów okres jego trwałości po wykorzystaniu w materiałach stabilizatorów nadfioletowych wynosi 5-10 lat.

Izolacja cieplna [1,7,8]:

Materiały izolacyjne powinny odznaczać się:

- mały współczynnik przewodzenia ciepła,
- mała gęstość,
- odpowiednia odporność na temperaturę,
- niezmiennosc objętości,
- odporność na wpływ czynników atmosferycznych,

- wysoka wytrzymałość mechaniczna;

Należy pamiętać by grubość izolacji tylnej oraz bocznych ścian kolektora odpowiadała grubości izolacji stropów bądź poddasza dla danego budynku mieszkalnego znajdującego się w danej strefie klimatycznej.

Reflektory [1,7,8]:

Wymagania stawiane reflektorom to:

- wysokie wartości współczynnika odbicia promieniowania słonecznego,
- wysoka odporność na korozję atmosferyczną;

W przypadku kolektorów z zastosowaniem rur próżniowych można zastosować reflektory wpływające na wzrost gęstości strumienia energii promieniowania słonecznego padającego na dany absorber. Pozwala to na wykorzystanie mniejszych powierzchni absorberów, wyższych temperatur wykorzystywanych czynników bądź wzrostu wydajności cieplnej danego kolektora.

Materiały specjalne [1,7,8]:

Dla kolektorów słonecznych prócz korzystania z tradycyjnych materiałów, stosuje się również materiały specjalne, które właśnie pod zastosowanie kolektorów słonecznych zostały stworzone. Należą do nich:

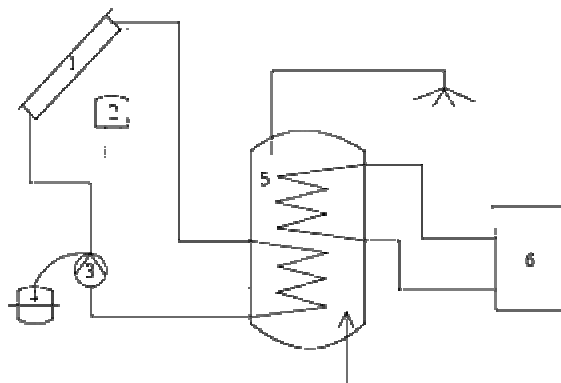
- folie aluminiowe o mikronowej grubości,
- folie niklowe o mikronowej grubości,
- lakier słoneczny,
- izolacje transparentne: aerożel, płyta złożona z rurek-kanalików;

1. Zastosowanie kolektorów słonecznych

Kolektory słoneczne znalazły zastosowanie dla [2]:

- podgrzewu wody użytkowej,
- podgrzewu wody basenowej,
- wspomaganie centralnego ogrzewania,
- chłodzenia budynków,
- ciepła technologicznego;

Schemat instalacji do podgrzewu ciepłej wody użytkowej wygląda następująco:



Rys.5.1.Schemat prostej instalacji do podgrzewania c.w.u. [13]

Kolektor słoneczny, 2. Sterowanie pompą obiegu przez różnicę temperatur pomiędzy 1 i 5, 3. Pompa obiegowa, 4. Zbiornik przeponowy, 5. Zbiornik na wodę z dwóch wymienników ciepła, 6. Inne źródła ogrzewania (kocioł, pompa ciepła itp.)

5. Rozwój technologii kolektorów słonecznych

Idąc słowami autorów kolektory słoneczne pozwalają na zaoszczędzenie energii źródeł konwencjonalnych przy wytwarzaniu ciepłej wody użytkowej nawet o 60% w skali roku oraz o 90-100% w sezonie ciepłym. Mniejsze ilości zaoszczędzanej energii odnotowuje się w okresie zimowych wynoszącej ok 10-20%. W przeciągu ostatnich 10 lat można zauważyć znaczny postęp w konstrukcji jak i zastosowaniu kolektorów słonecznych. Jeszcze kilka lat temu w strefie umiarkowanej wytwarzały one ok 300-500 kWh/m² powierzchni czynnej, obecnie wydajność ta wzrosła do 500-750 kWh/m²*rok (dla kolektorów płaskich) oraz 800 kWh/m²*rok (dla kolektorów próżniowych), co nie jest ich granicą możliwości absorpcji promieniowania słonecznego. Niestety zauważyć można znaczne straty ciepła i instalacji służącej do przygotowania ciepłej wody, dając całkowitą sprawność na poziomie 50-60% oraz zyski ciepła wielkości 300-400 kWh/m²*rok. Obrazuje to niewyczerpany zakres możliwości ulepszania funkcjonowania kolektorów słonecznych przy jednoczesnym obniżaniu cen tych instalacji [1,2,9].

Według Wiśniewskiego głównymi obszarami badań wyżej wymienionych ubytków powinna wyglądać następująco [1,7,9]:

- kontynuacja poszukiwań efektywnych oraz tanich absorberów- wykorzystanie aluminium czy polimerów,
- wymiana szkła hartowanego na jego tańsze odpowiedniki przezroczystych powłok,
- zastosowanie kolektorów również jako izolację cieplną budynków- dodatkowa integracja z fasadą budynku,
- zastosowanie rozwiązań hybrydowych np. panele fotowoltaiczne + kolektory słoneczne,
- wykorzystanie kolektorów w celu chłodzenia w instalacjach klimatyzacyjnych pracujących w okresie letnim,
- podwyższenie sprawności, trwałości oraz niezawodności kolektorów,
- poprawa systemów sterowania pracą instalacji,
- poprawa metod magazynowania energii cieplnej,
- poprawa współpracy kolektorów z innymi źródłami energii,
- zwiększanie automatyzacji systemu,
- doszkalanie projektantów i instalatorów gdyż często przyczyną wadliwego lub nieodpowiedniego działania kolektorów są błędy w ich projektowaniu lub wykonania instalacji;

Zgodnie z europejską platformą technologiczną do 2020 roku 25-75% starych oraz 10% nowych budynków będzie wyposażone w kolektory słoneczne. Do roku 2030 przewiduje się wyposażenie wszystkich nowych oraz remontowanych budynków UE w systemy solarne z jednoczesnym zwiększeniem ich sprawności, oraz obniżeniem cen instalacji [3,9].

6. Kolektory słoneczne w Unii Europejskiej

W państwach UE w latach dziewięćdziesiątych produkcja kolektorów słonecznych była na poziomie 07-1,0 mln m² (zgodnie z danymi Komisji Europejskiej). Wzrost produkcji odnotowano w latach 2003-2005. Rok 2006 odznaczył się produkcją przekraczającą 3 mln m², lecz największą ilość wytworzonych kolektorów osiągnięto

dopiero w 2008 r. i wynosiła 4,7 mln m² o mocy 3300 MW. W związku z tym w 2008 roku powierzchnia kolektorów zainstalowanych na terenie UE wynosiła 28,6 mln m² o mocy 20000 MW. W 2010 roku omawiana powierzchnia wrosła do 38 mln m², o mocy 26500 MW. Na rynku europejskim dominują kolektory płaskie stanowiąc 86,6% rynku, natomiast kolektory próżniowe stanowią 9,3% rynku a powietrzne jedynie 4,1%. Liderem w powierzchni kolektorów słonecznych na terenie państw UE są Niemcy (14 mln m² o mocy 10000MW w 2010 r.) oraz Austria (4,61mln m² w 2010 roku). W przypadku Polski wielkość ta w 2010 roku wynosiła 656 tys. m², co wynikać może z głoszonej wtedy tezy, że nie warto wspierać rozwoju energetyki rozproszonej ze względu na osiągnięcie niewielkich efektów ekologicznych i energetycznych [3].

7. Rynek kolektorów słonecznych w Polsce w 2014r.

Rynek kolektorów słonecznych jest jednym z dominujących na rynku energetyki w Polsce. W przeciągu ostatnich 5 lat zanotowano bardzo dynamiczny wzrost wynoszący ok 75%. Zwracając uwagę na roczne instalowanie systemów solarnych, zaliczane są one do jednych z największych w Europie. Jednak pomimo znacznych wzrostów sprzedaży w poprzednim roku odnotowano jego spadek. Zgodnie z danymi IEO sprzedaż kolektorów w 2013 roku sięgała ponad 274 tys. m², co decyduje o spadku o ok. 9% w porównaniu do roku poprzedniego. Analogicznie w 2012r. sprzedaż sięgała 302 tys. m², odnotowując wzrost. Zgodnie z analizami przeprowadzonymi przez Instytut Energetyki Odnawialnej rok 2014 wróży spadek inwestycji w sektorze kolektorów słonecznych o 10-20% w stosunku do roku 2013. Przewidywania mogą sprawdzić się w momencie, gdy nie będą podjęte działania promujące instalację kolektorów słonecznych. Zarówno kolektory słoneczne jak i cały sektor „zielonego ciepła” został wyłączony z systemu wsparcia energii z OZE, dotyczy to rządowego projektu ustawy o OZE przekierowanego w czerwcu 2014 roku do Sejmu. Na rynkowy spadek kolektorów słonecznych może również mieć wpływ kończący się okres wsparcia pozyskania środków z funduszy regionalnych na lata 2007-2014 oraz program priorytetowy NFOŚiGW pt „Prosument” wykluczając technologie „zielonego ciepła”. Istnieje jednak możliwość wzrostu popytu na kolektory słoneczne w Polsce ze względu na nakładane wymogi przez UE odnośnie budownictwa energooszczędnego jak również wzrost cen tradycyjnych nośników energii [4].

8. Efektywność ekonomiczna budowy kolektorów słonecznych

Kolektory słoneczne pozytywnie wpływają na ochronę środowiska, poprawę zaopatrzenia w energię, lepszy wizerunek, a dodatkowo pozwalają na zwrot w przyszłości kosztów zaoszczędzonej energii ze źródeł konwencjonalnych. Składnikami kosztów inwestycyjnych kolektorów słonecznych są [1,4,9]:

- kolektory słoneczne 30-50%
- rury, kanały oraz izolacja 25-30%,
- zasobnik wodny/ kamienny magazyn energii 20-25%,
- pompy, wentylator oraz urządzenia sterujące 5-15 %;

Należy pamiętać, że kolektory słoneczne są bardzo wrażliwe na przewymiarowanie. Przy projektowym założeniu, że instalacja słoneczna ma pokryć 100% zapotrzebowania na ciepło, wpłynie to na dobór zbyt dużej powierzchni kolektorów bez możliwości ich pełnego wykorzystania. Spowoduje to wzrost nakładu inwestycyjnego sprawiając, że cała inwestycja będzie nieopłacalna [1,9].

9. Podsumowanie

W przypadku istnienia dużych instalacji np. dla basenów, kolektory słoneczne umożliwiają podgrzew wody, a w konsekwencji wpływa to na ekonomikę systemu oszczędnościowego. Natomiast w przypadku małych instalacji stosowanych np. do domów jednorodzinnych o niewielkim dziennym zużyciu wody (rzędu 200-240 l) opłacalność instalacji kolektorów słonecznych uwarunkowana jest od:

- cen nośnika energii (z których najdroższy jest prąd, gaz oraz lekki olej opałowy),
- trudnego do przewidzenia wzrostu cen paliw (na okres pracy kolektorów),

- dofinansowania inwestycji;

Punktem odniesienia względem ceny opłacalności budowy kolektorów słonecznych jest cena związana ze zużyciem paliw konwencjonalnych w tradycyjnych systemach podgrzewających c.w.u. lub c.o. Przyjmując, że instalacja do przygotowania c.w.u. dla 4 osób pozwala na zaoszczędzenie ok 2500 kWh energii, przy wykorzystaniu najdroższego nośnika – prądu, oszczędności mogą wynieść na kwotę ok 1200 zł, natomiast dla gazu ziemnego – ok.600zł. Nośniki te są najbardziej naturalnymi substytutami ciepła z kolektorów słonecznych do podgrzewu c.w.u. Aktualne na rynku ceny najkorzystniejszego wariantu pozwalają na zwrot inwestycji (ok.15000zł) dopiero po 10 latach. Opłacalność diametralnie wzrasta w momencie możliwości skorzystania z dofinansowań m.in. Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), oraz Regionalnych Programów Operacyjnych [2,5].

Literatura

1. Wiśniewski G., Gołębiowski S., Gryciuk M., Kurowski K., Więcka A., „Kolektory słoneczne. Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle”, Dom Wydawniczy Medium, Warszawa 2008r.
2. Nowicki M., „Nadchodzi era Słońca”, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2012r.
3. Wiśniewski W., Gołębiowski S., Gryciuk M., „Kolektory słoneczne. Poradnik wykorzystania energii słonecznej”, Centralny Ośrodek Informacji Budownictwa, Warszawa 2001r.
4. Oszczak W., „Kolektory słoneczne i fotoogniwa w Twoim domu”, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa 2012r.
5. Chwieduk D., „Energetyka słoneczna budynku”, Wydawnictwo Arkady, Warszawa 2011r.

Strony internetowe:

1. [2] http://murator-dom.pl/instalacje/kolektory-pompy-ciepła/kolektor-plaski-kolektor-prozniowy,30_5115.html [wejście dnia: 06.12.2014r]
2. [4] <http://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/861-rynek-kolektorow-sonecznych-w-polsce-2014.html> [wejście dnia: 06.12.2014r]
3. [5] <http://www.budujemydom.pl/kolektory-sloneczne/13063-czy-oplaca-sie-instalowac-solary#> [wejście dnia: 06.12.2014r]
4. [6] <http://www.econet-poland.pl/pl/o-rynku/energie-odnawialne/solarotermia/> [wejście dnia: 06.12.2014r]
5. [10] <http://www.energiadom.pl/radzimy-jak-wybierac-kolektory-> [wejście dnia: 06.12.2014r]
6. [11] <http://instalacje.gep.com.pl/tag/kolektory-skupiajace/> [wejście dnia: 06.12.2014r]
7. [12] http://www.gaworski.viessmann.com.pl/ABC_ogrzewania_Kolektory_sloneczne_Jak_dziala_Kolektor_sloneczny.html [wejście dnia: 06.12.2014r]
8. [13] http://energiaodnawialna.net/index.php?option=com_content&view=article&id=51&Itemid=55&limitstart=1 [wejście dnia: 06.12.2014r]

III. Emisja metanu podczas chowu zwierząt gospodarskich

Anna Smurzyńska¹, Jacek Dach¹, Zbigniew Dworecki¹, Robert Szulc²;

¹ Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu; Instytut Inżynierii Biosystemów, adres: ul. Wojska Polskiego 28, 60-637 Poznań, e-mail: anna.smurzynska@up.poznan.pl,

² Instytut Technologiczno-Przyrodniczy, Oddział w Poznaniu, ul. Biskupińska 67, 62-463 Poznań

Streszczenie

Rolnictwo w Polsce odgrywa znaczną rolę w obszarze emisji metanu do środowiska naturalnego. Głównym źródłem jest chów zwierząt gospodarskich, podczas którego dochodzi do produkcji metanu zarówno podczas fermentacji jelitowej jak i ze składowanych odchodów. Celem niniejszej pracy jest wskazanie emitowanych ilości tego silnego gazu cieplarnianego z poszczególnych grup zwierząt gospodarskich. W obliczeniach uwzględniono bydło, trzodę chlewną, owce oraz konie. Przeprowadzona analiza wykazała, iż emisja metanu zdominowana jest przez chów bydła, a w szczególności krów mlecznych mimo, że pogłowie tych zwierząt nie dominuje w naszym kraju. Jest to spowodowane przede wszystkim przez intensywnie zachodzącą fermentację jelitową u przeżuwaczy, ale również znacząca emisja badanego gazu pochodzi z odchodów. Wobec powyższego można wyciągnąć wnioski o konieczności wprowadzania różnych technik ograniczających emisję metanu zarówno na drodze żywieniowej jak i poprzez wdrażanie różnych technologii właściwego zagospodarowania odchodów zwierzęcych.

Słowa kluczowe: metan, fermentacja jelitowa, odchody zwierzęce, zwierzęta gospodarskie

1. Wstęp

Chcąc przeciwdziałać pogłębiającemu się efektowi cieplarnianemu należy obniżyć emisję gazów go wywołujących. Mowa tu przede wszystkim o dwutlenku węgla, ale również znaczną rolę odgrywa metan, tym bardziej, że jest on od 20 do 60 razy silniejszym gazem cieplarnianym (GHG) niż dwutlenek węgla [1]. Do jednego z głównych źródeł emisji metanu w Polskiej gospodarce należy sektor rolnictwa. Z kolei dominującym źródłem emisji metanu w rolnictwie jest fermentacja jelitowa, odpowiadająca za niemalże 77% emisji tego gazu do atmosfery [2]. Drugim wartym uwagi źródłem emisji badanego gazu są składowane odchody zwierzęce, które wymagają racjonalnego zagospodarowania.

Fermentacja jelitowa odpowiadająca w dużej mierze za emisję metanu intensywnie zachodzi wśród przeżuwaczy. Zwierzęta te posiadają rozbudowane żołądki, w których znajduje się odpowiednia mikroflora bakteryjna – zwłaszcza bakterie metanowe. Kolejny ważny aspekt to obecność odpowiednich enzymów, które umożliwiają trawienie związków lignocelulozowych [3]. Wśród powstałych „gazów trawiennych” w wyniku fermentacji żwaczowej i jelitowej znajduje się m. in. metan. Wobec powyższego ilość emisji metanu zależy od pogłowia zwierząt, ale też od budowy układu pokarmowego, rodzaju i ilości zadanej paszy [4].

Ilość generowanych bioodpadów w Polsce zdominowana jest m. in. przez odchody zwierzęce w postaci obornika i gnojowicy, które masowo (80-100 mln Mg rocznie) są największą grupą spośród odpadów ulegającej biodegradacji z podgrupy 02 01 [5]. Fakt ten przedstawia skalę istniejącego problemu, bowiem odchody zwierzęce są kolejnym głównym źródłem rolniczej emisji metanu do środowiska naturalnego [6]. Wobec powyższego wymagają one racjonalnego zagospodarowania. Niestawione resztki pokarmu, kał oraz woda obecna w moczu tworzą dobre warunki dla procesu fermentacji metanowej. Emisje te zachodzą zarówno podczas magazynowania jak i po nawożeniu pól przy głębokim przykryciu związłą, wilgotną glebą odcinającą dostęp powietrza.

Podjęcie tematyki redukcji emisji metanu wydaje się więc uzasadnione, co wynika z faktu wzrastającej liczby pogłowia zwierząt gospodarskich w skali światowej, wywołanej zjawiskiem wzrostu przyrostu naturalnego wśród społeczeństwa oraz zamożności, indukującej coraz większy popyt na mięso [7].

Niniejszy artykuł analizuje ilość metanu jaka wygenerowana została przez chów zwierząt gospodarskich w Polsce przypadający na rok 2012. Dodatkowo wskazuje tym samym obszar wymagający działań zmierzających do redukcji emisji analizowanego gazu.

2. Metodyka

W obliczeniach uwzględniono następujące zwierzęta: bydło, trzodę chlewną, owce oraz konie. Nie uwzględniono drobiu z uwagi na bardzo duże rozbieżności pomiędzy oficjalnymi danymi podawanymi przez GUS a realnym zużyciem paszy dla drobiu. Do obliczeń ilości emisji metanu wykorzystano dane dotyczące stanu pogłowia zwierząt gospodarskich. Posłużono się danymi z Głównego Urzędu Statystycznego, z Rocznika Statystycznego Rolnictwa 2013, które zebrano w tabeli 2.1 [8].

Tabela 2.1. Pogłowia zwierząt gospodarskich w 2012 r.

Grupa zwierząt gospodarskich	Pogłowia zwierząt [tys. szt.]
Krowy mleczne	2441,2
Pozostałe bydło	3335,6
Trzoda chlewna	11581,3
Owce	266,8
Konie	222,2

[Źródło: GUS]

Na podstawie raportu IPCC 1996 i IPCC 2006 przyjęto do obliczeń ilości emitowanego metanu z fermentacji jelitowej współczynniki emisji metanu zawarte w tabeli 2.2 [9, 10].

Tabela 2.2. Współczynniki emisji CH₄ z fermentacji jelitowej dla wybranych grup zwierząt gospodarskich

Grupa zwierząt gospodarskich	Współczynnik emisji CH ₄ z fermentacji jelitowej [kg · [szt.] ¹⁽⁻¹⁾ · [rok] ¹⁽⁻¹⁾]
Krowy mleczne	99
Pozostałe bydło	58
Trzoda chlewna	1,5
Owce	8
Konie	18

[Źródło: IPCC 1996]

Podobnie w przypadku obliczeń emisji metanu z odchodów zwierzęcych, posłużono się współczynnikami zebranymi w tabeli 2.3 [9, 10].

Tabela 2.3. Współczynniki emisji CH₄ z odchodów zwierzęcych dla wybranych grup zwierząt gospodarskich

Grupa zwierząt gospodarskich	Współczynnik emisji CH ₄ z odchodów zwierzęcych [kg · [szt.] ¹⁽⁻¹⁾ · [rok] ¹⁽⁻¹⁾]
Krowy mleczne	15
Pozostałe bydło	8
Trzoda chlewna	4
Owce	0,19
Konie	1,56

[Źródło: IPCC 1996]

Po obliczeniu emisji z fermentacji jelitowej oraz odchodów dokonano przeliczeń emisji metanu na ekwiwalent dwutlenku węgla wg zasady, że 1 Mg CH₄ odpowiada 21 Mg CO₂eq [11].

3. Wyniki badań i dyskusja

Zbiorcze zestawienia ilości emisji metanu z chowu zwierząt jak i gospodarki odchodami bydła, trzody chlewnej, owiec i koni w skali Polski przedstawiono w tabeli 3.1, 3.2, 3.3, 3.4.

Tabela 3.1. Łączna emisja metanu z fermentacji jelitowej i odchodów z przeliczeniem na CO₂eq dla bydła

BYDŁO	Jednostka	Wartość
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej	tys. Mg/rok	435144
Łączna emisja CH ₄ z odchodów	tys. Mg/rok	63303
Emisja CH ₄ ogółem	tys. Mg/rok	498446
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej w CO ₂ eq	mln Mg/rok	9,138
Łączna emisja CH ₄ z odchodów w CO ₂ eq	mln Mg/rok	1,329
Emisja CH₄ ogółem w CO₂eq	mln Mg/rok	10,467

[opracowanie własne na podstawie: IPCC 1996, GUS]

Emisja metanu w przypadku bydła zdominowana jest przez fermentację jelitową i jest ona wyższa niemalże 7-krotnie. Bydło zalicza się do przeżuwaczy, u których proces fermentacji metanowej zachodzi intensywnie w czasie trawienia.

Z kolei w tabeli 3.2 zestawiono wyliczone w ten sam sposób jak dla bydła emisje od trzody chlewnej.

Tabela 3.2. Łączna emisja metanu z fermentacji jelitowej i odchodów z przeliczeniem na CO₂eq dla trzody chlewnej

TRZODA CHLEWNA	Jednostka	Wartość
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej	tys. Mg/rok	17372
Łączna emisja CH ₄ z odchodów	tys. Mg/rok	46325
Emisja CH ₄ ogółem	tys. Mg/rok	63697
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,365
Łączna emisja CH ₄ z odchodów w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,973
Emisja CH₄ ogółem w CO₂eq	mln Mg/rok	1,338

[opracowanie własne na podstawie: IPCC 1996, GUS]

Porównując wielkość emisji metanu z produkcji trzody chlewnej (1,34 mln Mg/rok) z emisją z hodowli bydła (10,47 mln Mg/rok) widać ogromną dysproporcję tych wartości. Emisja metanu z produkcji trzody chlewnej jest bowiem około 8 razy niższa. Widać tu wyraźnie, jak bardzo układ trawienny przeżuwaczy sprzyja emisjom metanu bowiem produkcja z CH₄ w ich fermentacji jelitowej wynosi aż 9,138 mln Mg rocznie, podczas gdy emisja jelitowa z trzody chlewnej to tylko 0,365 mln Mg rocznie. Jest to więc aż 25 razy więcej, natomiast pogłowie bydła wyrażone w DJP jest zaledwie niecałe dwa razy (o 73%) większe od pogłowia trzody (rys. 3.1).

Emisje metanu dla owiec i koni zestawiono w tabelach 3.3 i 3.4.

Tabela 3.3. Łączna emisja metanu z fermentacji jelitowej i odchodów z przeliczeniem na CO₂eq dla owiec

OWCE	Jednostka	Wartość
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej	tys. Mg/rok	2134
Łączna emisja CH ₄ z odchodów	tys. Mg/rok	51
Emisja CH ₄ ogółem	tys. Mg/rok	2185
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,045
Łączna emisja CH ₄ z odchodów w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,001
Emisja CH₄ ogółem w CO₂eq	mln Mg/rok	0,046

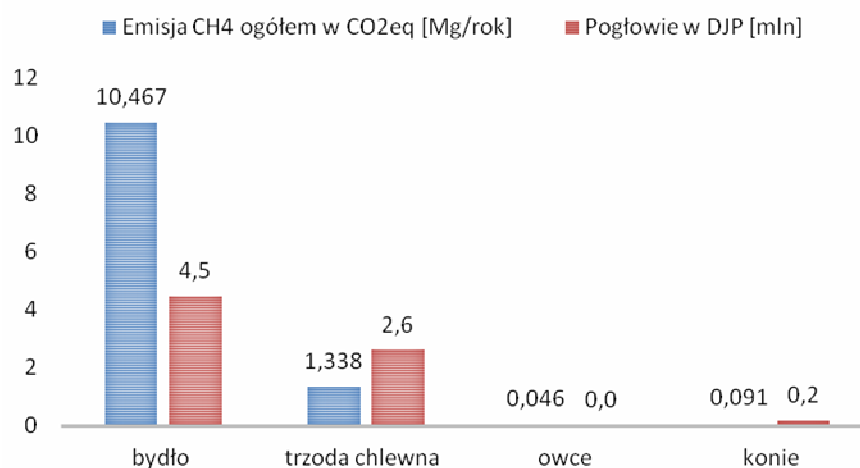
[opracowanie własne na podstawie: IPCC 1996, GUS]

Tabela 3.4. Łączna emisja metanu z fermentacji jelitowej i odchodów z przeliczeniem na CO₂eq dla koni

KONIE	Jednostka	Wartość
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej	tys. Mg/rok	4000
Łączna emisja CH ₄ z odchodów	tys. Mg/rok	347
Emisja CH ₄ ogółem	tys. Mg/rok	4346
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,084
Łączna emisja CH ₄ z odchodów w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,007
Emisja CH₄ ogółem w CO₂eq	mln Mg/rok	0,091

[opracowanie własne na podstawie: IPCC 1996, GUS]

Analizując wyniki łącznej emisji metanu z chowu owiec i koni zauważyć można, że kształtuje się na poziomie 0,05÷0,09 mln Mg/rok. Wpływ chowu tych zwierząt na emisję metanu do środowiska naturalnego jest więc niewielki, co wynika przede wszystkim z ich niskiego pogłowia w Polsce.

Rys. 3.1. Emisja metanu w CO₂eq wynikająca z chowu zwierząt gospodarskich w Polsce z uwzględnieniem pogłowia [opracowanie własne na podstawie: IPCC 1996, GUS]

Powyższy wykres (rys. 3.1.) przedstawia łączną emisję metanu wyrażoną w ekwiwalencie dwutlenku węgla, dla poszczególnych grup zwierząt gospodarskich, z uwzględnieniem pogłowia tych zwierząt, które wyrażono w DJP. Po pierwsze zauważa się dominujący wpływ bydła na emisję metanu w porównaniu z pozostałymi badanymi grupami zwierząt, co wynika z faktu, że są to zwierzęta, których fizjologia (zwłaszcza układ trawienny) sprzyja powstawaniu metanu. Dodatkowo porównując pogłowie zwierząt gospodarskich (wyrażone w DJP) zauważa się dominację bydła. Trzoda chlewna - choć posiada pogłowie (wyrażone w DJP) blisko połowę niższe niż bydło, produkuje blisko 8-krotnie mniej metanu. Z kolei emisje w przypadku chowu owiec oraz koni można uznać za nieistotne, na co ma wpływ przede wszystkim mała liczba tych zwierząt utrzymywanych w Polsce.

Stwierdzając tak duży udział bydła w emisji metanu dokonano również analizy udziału krów mlecznych i pozostałego bydła w emisji badanego gazu (tabela 3.5, 3.6).

Wyniki zawarte w tabeli 3.5 wyraźnie wskazują, że bazując na podstawie wskaźników IPCC wielkość emisji jelitowej w hodowli krów jest ponad 6,6 razy wyższa niż w przypadku emisji z odchodów. Na uwagę zasługuje łączna wielkość emisji wyrażona w CO₂eq – jest to bowiem około 5,8 mln Mg równoważnika dwutlenku węgla. Jest to około 3% kwoty emisji CO₂ przyznanej Polsce przez Komisję Europejską.

Tabela 3.5. Łączna emisja metanu z fermentacji jelitowej i odchodów z przeliczeniem na CO₂eq dla krów mlecznych

KROWY MLECZNE	Jednostka	Wartość
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej	tys. Mg/rok	241679
Łączna emisja CH ₄ z odchodów	tys. Mg/rok	36618
Emisja CH ₄ ogółem	tys. Mg/rok	278297
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej w CO ₂ eq	mln Mg/rok	5,075
Łączna emisja CH ₄ z odchodów w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,769
Emisja CH₄ ogółem w CO₂eq	mln Mg/rok	5,844

[opracowanie własne na podstawie: IPCC 1996, GUS]

Tabela 3.6. Łączna emisja metanu z fermentacji jelitowej i odchodów z przeliczeniem na CO₂eq dla bydła z wykluczeniem krów mlecznych

POZOSTAŁE BYDŁO	Jednostka	Wartość
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej	tys. Mg/rok	193465
Łączna emisja CH ₄ z odchodów	tys. Mg/rok	26685
Emisja CH ₄ ogółem	tys. Mg/rok	220150
Łączna emisja CH ₄ z fermentacji jelitowej w CO ₂ eq	mln Mg/rok	4,063
Łączna emisja CH ₄ z odchodów w CO ₂ eq	mln Mg/rok	0,560
Emisja CH₄ ogółem w CO₂eq	mln Mg/rok	4,623

[opracowanie własne na podstawie: IPCC 1996, GUS]

Porównując emisję metanu z chowu krów mlecznych i pozostałego bydła zauważa się wyższą emisję metanu zarówno w wyniku fermentacji jelitowej jak i z odchodów dla krów mlecznych, mimo niższego pogłowia w stosunku do pozostałego bydła.

Przedstawione obliczenia odnoszą się jedynie do zwierząt gospodarskich z pominięciem drobiu. Warto dodać, że wpływ chowu drobiu na emisję metanu może być kwestią istotną ze względu na fakt, że w Polsce odnotowuje się od 2013 r. czołową produkcję drobiu w Europie [12]. Brak obliczeń spowodowany jest z jednej strony brakiem danych dotyczącej emisji gazu z fermentacji jelitowej u drobiu, z drugiej bardzo dużymi rozbieżnościami w pogłowiu drobiu pomiędzy oficjalnymi danymi podawanymi przez GUS a realnym zużyciem paszy dla drobiu, wskazującymi na znacznie większą liczbę sztuk.

Podjęta analiza emisji metanu z chowu zwierząt gospodarskich, oparta na oficjalnych wskaźnikach raportu IPCC, wskazuje dominację emisji metanu z procesów zachodzących podczas fermentacji jelitowej. Wobec czego należy podjąć w tym kierunku działania mające na celu zredukowanie emisji badanego gazu. Wdrożenie technik na drodze żywieniowej jest trudne i kosztowe, dodatkowo technologie te są na etapie opracowywania. Metody te opierają się na stosowaniu dodatków do pasz. Istnieje szerokie spektrum możliwości stosowania różnych substancji, obniżających emisję gazów. Jako dodatki stosowane są probiotyki, enzymy, zakwaszacze, oleje oraz takie które naturalnie zwiększają strawność paszy (rośliny motylkowe, kiszonki z traw) [13, 14].

Na podstawie realnych danych badawczych uzyskanych w trakcie realizacji projektu MNiSW „Technologie redukcji emisji metanu z produkcji zwierzęcej i gospodarki nawozami naturalnymi w kontekście opłat za emisje gazów cieplarnianych (GHG)” (2010-2013) wykazano, że wskaźniki IPCC są mocno niedoszacowane w zakresie emisji ze składowanych nawozów naturalnych. Dotyczy to zwłaszcza emisji CH₄ ze składowanego w przyrmach obornika, który jest dominującym nawozem naturalnym produkowanym w Polsce.

Należy jednak podkreślić, że odchody zwierzęce - mimo, iż odpowiadają za emisję metanu na poziomie 23%, to jednak w ich przypadku techniki ograniczające emisję gazową są powszechnie dostępne [2]. Rozwiązania technologiczne odnoszą się zarówno do magazynowania jak i ich właściwego wykorzystania odchodów zwierzęcych np. w postaci nawozu naturalnego w starannie ugniecionych przyrmach (ważne – niedopuszczenie do ich zagrza-

nia) czy jako substrat do procesu fermentacji w biogazowniach [15, 16]. Skuteczną metodą na całkowite wyeliminowanie emisji metanu jest kompostowanie obornika lub napowietrzanie gnojowicy. Wśród dostępnych technik można wyróżnić szereg możliwości działania na poziomie biologicznym (dodatek Efektywnych Mikroorganizmów), chemicznym (dodatek PRP), procesowym (utlenianie, fermentacja) czy mechanicznym (filtracja). Wobec czego wdrożenie dostępnych działań technologicznych pozwala na racjonalną gospodarkę odchodami zwierzęcymi, która prowadzi m. in. do redukcji emitowanych gazów cieplarnianych podczas chowu zwierząt gospodarskich.

4. Podsumowanie

Wysoki stan pogłowia zwierząt gospodarskich w Polsce sprawia że, emisja metanu do środowiska naturalnego zdominowana jest przez rolnictwo. Źródłem emisji metanu z rolnictwa jest fermentacja jelitowa oraz składowane odchody zwierzęce.

Główną rolę w emisji badanego gazu odgrywają procesy fermentacji zachodzące podczas trawienia u przeżuwaczy. W przypadku dokonanej analizy zwierząt gospodarskich najniższą emisję metanu odnotowano w każdym przypadku z odchodów zwierzęcych, choć weryfikacja w prowadzonych badaniach w ramach projektu nr N N313 271338 wykazała znacząco wyższą emisję ze składowanych odchodów niż podają wskaźniki IPCC. Jednakże podejmując działania ograniczające emisję metanu odpowiednie staje się podjęcie działań zmierzających do racjonalnej gospodarki odchodami zwierzęcymi. Interwencja w procesy zachodzące w organizmie zwierzęcym są trudne i na chwilę obecną niedopracowane. Natomiast techniki gospodarki odchodami zwierzęcymi są dość prostymi i znanymi metodami.

Najwyższa emisja metanu zarówno podczas fermentacji jelitowej jak i z odchodów zachodzi w przypadku bydła, a zwłaszcza w przypadku krów mlecznych.

Najniższą emisję odnotowano dla chowu owiec i koni, co jest spowodowane niskim stanem pogłowia tych zwierząt w Polsce.

Pracę zrealizowano w ramach projektu badawczego nr N N313 271338 „Technologie redukcji emisji metanu z produkcji zwierzęcej i gospodarki nawozami naturalnymi w kontekście opłat za emisje gazów cieplarnianych (GHG)”.

Literatura

9. Climate Change, IPCC Third Assessment Report, 2001
10. GUS, Ochrona Środowiska, Warszawa, 2013
11. Podkówka Z., Podkówka W., Emisja gazów cieplarnianych przez krowy, Przegląd hodowlany, 3, 2011
12. Gibbs M., Conneely D., Johnson D., Lasse K. R., Ulyatt M. J., CH₄ Emissions from enteric fermentation. (In:)Background Papers - IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. The Institute for Global Environmental Strategies, Japan, 2002
13. Krajowy plan gospodarki odpadami 2014, Warszawa, 2010
14. Roszkowski A., Technologie produkcji zwierzęcej a emisje gazów cieplarnianych, Problemy Inżynierii Rolniczej, 2, 2011, 83-97
15. Pawlak J., Technologia produkcji zwierzęcej a środowisko naturalne, Problemy Inżynierii Rolniczej, 4, 2008, 85-91
16. GUS, Rocznik Statystyczny Rolnictwa 2013 r., Warszawa, 2013
17. IPCC, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Gas Inventories. Reference Manual, 1996, Vol. 3. Agriculture
18. IPCC, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Vol. 4. Agriculture, Forestry and Other Land Use

19. Ministerstwo Gospodarki CRSInfo, Metodyka wyliczania carbon footprint. Redakcja: CSRinfo. Warszawa, 2009
20. Kozioł I. Krzywoń M., Stan przemysłu drobiarskiego w Polsce, *Progress in Economic Sciences*, 1, 2014
21. Semeniuk W., Klebaniuk R., Grela E. R., Dodatki paszowe w żywieniu zwierząt, 3rd International Conference „Feed and Food Additives”, Lublin, 2008, 139-164
22. Raeth-Knight M.L., Linn J.G., Jung H.G., Effect of direct-fed microbials on performance, diet digestibility, and rumen characteristics of Holstein dairy cows. *J. Dairy Sci.* 90, 1802-1809/2007
23. Myczko R., Sposoby obniżenia emisji gazowych w bezściółkowym systemie utrzymania zwierząt, *Problemy Inżynierii Rolniczej*, 1, 2006, 135-142
24. Pilarska A., Pilarski K., Dach J., Boniecki P., Nowoczesne metody oraz perspektywy zagospodarowania nawozów naturalnych, *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, 2, 2014, 9-11

IV. Fermentacja metanowa kiszonki ze słomy kukurydzianej w warunkach mezo- i termofilowych

Marta Cieślak^{1,2}, Jacek Dach², Andrzej Lewicki², Anna Smurżyńska², Kamil Kozłowski²

¹ Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, Katedra Biotechnologii i Mikrobiologii Żywności., adres: ul. Wojska Polskiego 48, 60-637 Poznań, e-mail: cieslik.marta@gmail.com,

² Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, Instytut Inżynierii Biosystemów, adres: ul. Wojska Polskiego 50, 60-637 Poznań

Streszczenie

Opieranie inwestycji biogazowych na niemieckich technologiach oraz powszechnie stosowanej kiszonce z kukurydzy było przyczyną bankructw wielu biogazowni. Konieczne stało się więc poszukiwanie innych – tańszych źródeł biomasy oraz opracowywanie wydajniejszych rozwiązań technologicznych. Słoma kukurydziana jest odpadem powstającym przy produkcji ziarna. Nie znajduje ona obecnie szerszego zastosowania, a koszt jej pozyskania jest kilkukrotnie niższy niż w przypadku kiszonki z kukurydzy. W niniejszej pracy przedstawiono wyniki badań dotyczące wydajności biogazowej kiszonki ze słomy kukurydzianej, dynamiki procesu fermentacji oraz czasu rozkładu biomasy w warunkach mezo- i termofilowych. Porównane zostały także koszty eksploatacji instalacji biogazowej pracującej na tym substracie oraz na kiszonce z kukurydzy. Badania przeprowadzono w Pracowni Ekotechnologii Instytutu Inżynierii Biosystemów Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu. Zastosowana metodyka bazowała na zmodyfikowanej niemieckiej normie DIN 38 414/S8 oraz VDI 4630.

Słowa kluczowe: kiszonka ze słomy kukurydzianej, fermentacja metanowa, biogaz, fermentacja mezofilowa, fermentacja termofilowa

1. Wstęp

Intensywny rozwój cywilizacji pociągnął za sobą gwałtowny wzrost zużycia energii, sięgając w 2013 roku wartości blisko trzykrotnie wyższej niż 50 lat temu [2]. W Polsce 61% energii pochodzi ze spalania węgla kamiennego, natomiast odnawialne źródła energii (głównie biomasa) stanowią jedynie 11,7% [dane GUS za rok 2013]. W związku z koniecznością zintensyfikowania pozyskiwania energii z OZE, a także potrzebą upowszechnienia metod zmniejszających emisję gazów cieplarnianych do atmosfery, coraz większe znaczenie zaczyna odgrywać produkcja i wykorzystanie biogazu rolniczego [3,8].

Obecnie najczęściej stosowanym substratem w procesie fermentacji metanowej jest kiszonka z kukurydzy. Jednak ze względu na konflikt „energia vs. żywność”, zagrożenia wynikające z monokultury upraw, a także rosnące ceny tego substratu, coraz częściej poszukuje się alternatywnych źródeł biomasy [10,13,18]. Ogromne znaczenie dla opłacalności inwestycji biogazowych w warunkach polskich (przy niskich dopłatach rządowych) ma także opracowanie wydajniejszych i tańszych niż zachodnie technologii, wykorzystanie ciepła produkowanego podczas spalania biogazu oraz zagospodarowanie pofermentu np. jako nawozu na własne pola [4,5].

W obliczu tych wyzwań interesującym substratem może być kiszonka ze słomy kukurydzianej, która mimo relatywnie niskiej wydajności z megagrama suchej masy (rzędu 350-400 m³) charakteryzuje się wysokim stonunkiem uzysku metanu do ceny substratu [14]. Wynika to przede wszystkim z faktu, iż słoma kukurydziana charakteryzuje się wyższą suchą masą niż kiszonka z kukurydzy i jest trzykrotnie tańsza. Ponadto substrat ten jest surowcem odpadowym powstającym przy produkcji ziarna, nie znajdującym obecnie szerszego zastosowania w rolnictwie i przemyśle [15].

Kolejnym czynnikiem wpływającym na opłacalność inwestycji jest zastosowanie technologii – mezofilowej bądź termofilowej. Środowisko naukowe nie jest zgodne co do wpływu temperatury prowadzenia procesu na wydajność biogazową substratu [1,7,11,12], jednak niewątpliwą zaletą fermentacji termofilowej jest skrócenie czasu rozkładu biomasy [6,17].

Celem pracy było porównanie fermentacji metanowej kiszonki ze słomy kukurydzianej w warunkach mezo- i termofilowych poprzez określenie dynamiki procesu i końcowej wydajności biogazowej. Zestawione zostały także przychody możliwe do uzyskania z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia. W obliczeniach uwzględniono również koszty substratów potrzebnych do zasilenia biogazowni o mocy 250 kW pracującej w oparciu o kiszonkę ze słomy kukurydzianej oraz tradycyjną kiszonkę z kukurydzy.

2. Materiały i metody

Badania zostały przeprowadzone w Pracowni Ekotechnologii Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu – największym laboratorium biogazowym w Polsce. Analiza wydajności biogazowej substratu bazowała na zmodyfikowanej niemieckiej normie DIN 38 414-S8 oraz znormalizowanym poradniku biogazowym Stowarzyszenia Inżynierów Niemieckich w Dreźnie VDI 4630. Analizy chemiczne została wykonana zgodnie z Polskim Systemem Normalizacyjnym. Metodyka badań w zakresie bioodpadów została opracowana w trakcie kilku grantów realizowanych w trakcie 6-go Projektu Ramowego UE oraz Polskiego Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego w latach 2006-2012.

2.1. Pochodzenie substratu oraz zaszczepki fermentacyjnych

Kiszonkę ze słomy kukurydzianej pozyskano z Rolniczo - Sadowniczego Gospodarstwa Doświadczalnego Przybroda należącego do Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu. Mezofilową zaszczepkę fermentacyjną uzyskano poprzez odseparowanie frakcji ciekłej pulpy pofermentacyjnej z funkcjonującej biogazowni rolniczej.

Zaszczepkę termofilową stanowiła frakcja ciekła z pulpy pofermentacyjnej z reaktora pracującego w temp. 55°C, który znajduje się na wyposażeniu Pracowni Ekotechnologii Instytutu Inżynierii Biosystemów UP w Poznaniu. Obie zaszczepki charakteryzowały się zbliżonym udziałem suchej masy organicznej w świeżej masie, który wynosił 1,58% w przypadku zaszczepki mezofilowej i 1,51% dla zaszczepki termofilowej.

2.2. Stanowisko badawcze

Badania wydajności biogazowej substratów zostały przeprowadzone w wielokomorowym stanowisku fermentacyjnym (rys. 2.1.) zaprojektowanym i wykonanym w Instytucie Inżynierii Biosystemów UP w Poznaniu.

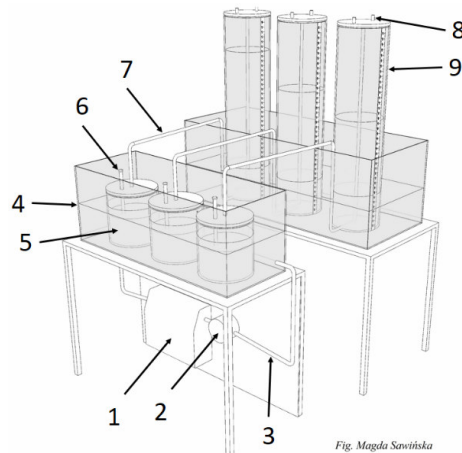


Fig. Magda Sawińska

Rys. 2.1. Schemat reaktora fermentacyjnego (sekcja 3-reaktorowa): 1 – podgrzewacz wody z regulatorem temperatury, 2 – pompa wodna, 3 – przewody cieczy ogrzewającej, 4 – płaszcz wodny, 5 – biofermentor o pojemności 2 dm³, 6 – próbnik frakcji ciekłej, 7 – przewód odprowadzający biogaz, 8 – próbnik gazów, 9 – wyskalowany zbiornik na biogaz

Fermentacja metanowa była prowadzona w szklanych reaktorach o pojemności 2 dm³. Badane substraty były umieszczane w reaktorach, a następnie zalewane odpowiednią ilością zaszczepki fermentacyjnej i umieszczone w łaźni wodnej o temperaturze 39°C ±1 (fermentacja mezofilowa) lub 55°C ±1 (fermentacja termofilowa) w celu zapewnienia optymalnych warunków do prowadzenia procesu fermentacji metanowej. Biogaz produkowany w każdym z reaktorów był transportowany za pomocą teflonowych wężyków do zbiorników gazowych skonstruowanych na zasadzie odwróconego cylindra zanurzonego w wodzie i podciągniętym słupie cieczy. Na granicy faz woda – gaz znajdowała się ciecz zaporowa zapobiegająca rozpuszczaniu się CO₂ w wodzie. Wszystkie próby badane były w 3 powtórzeniach.

2.3 Analizy fizykochemiczne

W celu dobrania odpowiednich proporcji pomiędzy badanym substratem a zaszczepką przebadano następujące parametry: suchą masę (PN-75 C-04616/01), suchą masę organiczną (PN-Z-15011-3), pH (PN-90 C-04540/01) oraz konduktywność (PN-EN 27888:1999). Parametry te były także niezbędne do dokonania kalkulacji wydajności biogazowej substratów na jednostki m³/Mg św.m., m³/Mg s.m. oraz m³/Mg s.m.o.

2.4. Próby gazowe

Pomiaru dobowej produkcji biogazu dokonywano co 24 h. Skład jakościowy i ilościowy gazów fermentacyjnych oznaczano za pomocą analizatora gazowego GA5000 firmy Geotech każdorazowo, kiedy objętość gazu w tubie przekroczyła 450 ml. Analizator pozwalał na dokonywanie pomiarów gazów w zakresach: O₂ 0-25%; CO₂ 0-100%; CH₄ 0-100%; NH₃ 0-1000 ppm oraz H₂S 0-10 000 ppm.

2.5 . Obliczenia energetyczne

Kalkulacje kosztów wykonano na przykładzie eksperymentalnej biogazowni w Przybrodzie o mocy 250 kW należącej do Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu. Cena kisonki ze słomy kukurydzianej przyjęta została na poziomie 40 PLN/Mg (na podstawie danych z grantu NCN N N313 270938 „Technologia zbioru i przechowywania słomy kukurydzianej jako biomasy energetycznej i substratu strukturalnego do kompostowania”), natomiast cenę kisonki z kukurydzy na poziomie 120 PLN/Mg (średni koszt dla rejonu Wielkopolski). Przyjęte do obliczeń ceny świadectw pochodzenia oraz sprzedaży energii elektrycznej ustalono na podstawie danych z Towarowej Giełdy Energii oraz Urzędu Regulacji Energetyki na dzień 25 listopada 2014 r., stąd cena energii elektrycznej wynosiła 181 PLN/MWh, zielonego certyfikatu – 162,29 PLN/MWh, natomiast żółtego certyfikatu – 104 PLN/MWh.

W celu zobrazowania różnic między badanym substratem a szeroko stosowaną kisonką z kukurydzy posłużono się rzeczywistą wydajnością biogazową kisonki z kukurydzy będącej substratem dla wspomnianej biogazowni [5]. Stąd przyjęta w obliczeniach objętość biogazu wytworzonego z megagrama świeżej masy substratu wynosi 218,40 m³ i stężeniu metanu na poziomie 55,26%.

Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej obliczono na podstawie wzoru:

$$PRZ_{ee} = E_e \times C_e \quad (2.1.)$$

gdzie: PRZ_{ee} – przychód ze sprzedaży energii elektrycznej [PLN], E_e – ilość wytworzonej energii [MW], C_e – cena sprzedaży energii elektrycznej [PLN/MWh].

Na cenę sprzedaży energii elektrycznej składają się trzy komponenty: cena tzw. czarnej energii, czyli rzeczywistej ilości energii sprzedanej do sieci, zielony certyfikat oraz żółty certyfikat. Stąd:

$$C_e = C_{ee} + C_{ze} + C_{ze} \quad (2.2.)$$

gdzie: C_e – cena sprzedaży energii elektrycznej [PLN/MWh], C_{ee} – cena „czarnej energii” [PLN/MWh], C_{ze} – cena zielonego certyfikatu [PLN/MWh], C_{ze} – cena żółtego certyfikatu [PLN/MWh].

Ilość energii wyprodukowanej w biogazowni w ciągu roku obliczono ze wzoru:

$$E_e = V_{CH_4} \times W_{eCH_4} \times \eta_e \quad (2.3.)$$

gdzie: E_e – ilość wytworzonej energii [MWh], V_{CH_4} – objętość wyprodukowanego metanu [m^3], W_{eCH_4} – współczynnik wydajności energetycznej metanu [$0,00917 \text{ MWh}/m^3$], η_e – sprawność elektryczna agregatu kogeneracyjnego (na potrzeby niniejszych obliczeń przyjęto 44 %).

Objętość wyprodukowanego metanu określono na podstawie wzoru:

$$V_{CH_4} = M \times V_b \times S_{CH_4} \quad (2.4.)$$

gdzie: V_{CH_4} – objętość wyprodukowanego metanu [m^3], M – masa substratu potrzebnego na zasilenie biogazowni przez okres 1 roku [Mg], V_b – objętość wyprodukowanego biogazu [m^3], S_{CH_4} – stężenie metanu w wytworzonym biogazie [%].

Natomiast moc biogazowni obliczono na podstawie ilorazu wytworzonej energii i czasu pracy agregatu kogeneracyjnego:

$$P_e = \frac{E_e}{t_a} \quad (2.5.)$$

gdzie: P_e – moc biogazowni [MW], E_e – ilość energii wytworzonej w ciągu roku [MWh], t_a – czas pracy agregatu kogeneracyjnego (na potrzeby niniejszych obliczeń przyjęto wartość 8300 h).

Aby obliczyć zapotrzebowanie na biomasę potrzebną do zasilenia biogazowni o mocy 250 kW (przy założeniu całkowitego odfermentowania substratu) dokonano przekształcenia powyższych wzorów do następującej formy:

$$M = \frac{P_e \times t_a}{V_b \times S_{CH_4} \times W_{eCH_4} \times \eta_e} \quad (2.6.)$$

gdzie: M – masa substratu potrzebnego na zasilenie biogazowni przez okres 1 roku [Mg], P_e – moc biogazowni [MW], t_a – czas pracy agregatu kogeneracyjnego [h], V_b – objętość wyprodukowanego biogazu [m^3], S_{CH_4} – stężenie metanu w wytworzonym biogazie [%], W_{eCH_4} – współczynnik wydajności energetycznej metanu [$0,00917 \text{ MWh}/m^3$], η_e – sprawność elektryczna agregatu kogeneracyjnego [%].

Powyższe wzory posłużyły do określenia stosunku kosztów zakupu biomasy dla biogazowni w Przybrodzie do przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej.

3. Wyniki

3.1. Parametry startowe substratu i zaszczepki

Na początku doświadczenia oznaczono parametry fizyko chemiczne kisonki ze słomy kukurydzianej oraz obu zaszczepki (tabela 3.1).

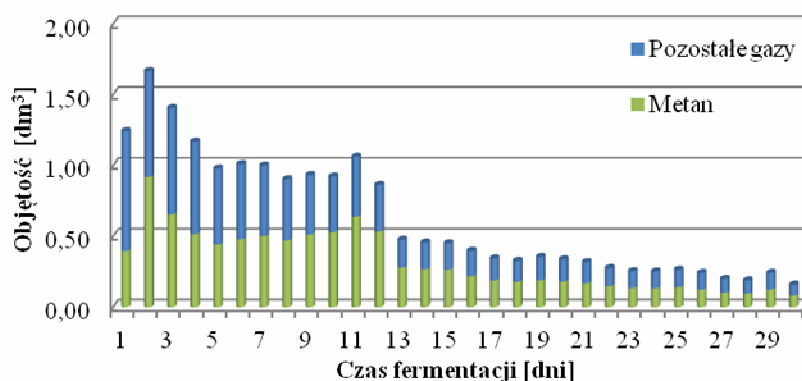
Jak już wspomniano wcześniej, parametry te były niezbędne do ustalenia proporcji mieszanek fermentacyjnych oraz do późniejszych przeliczeń wydajności biogazowych.

Tab. 3.1. Parametry fizykochemiczne zastosowanych zaszczepek oraz kiszonki ze słomy kukurydzianej

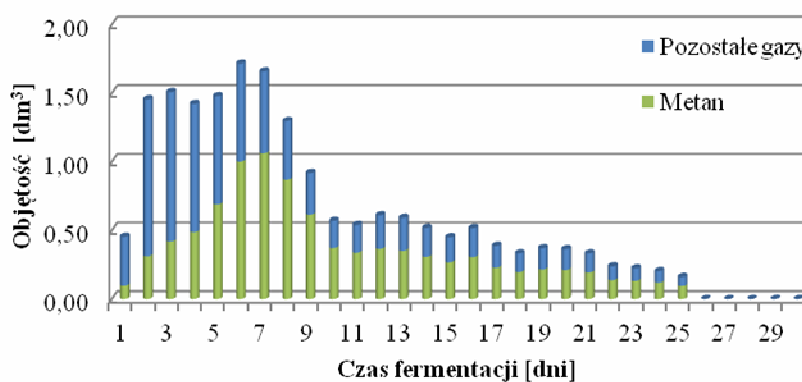
Zaszczepka/substrat	Sucha masa [% ś.m.]	Sucha masa organiczna [% s.m.]	pH	Konduktywność [mS/m]
Zaszczepka mezofilowa	2,55	61,82	7,85	14,43
Zaszczepka termofilowa	2,82	53,48	8,09	20,30
Kiszonka ze słomy kukurydzianej	46,06	80,07	4,86	2,83

3.2. Dynamiki produkcji biogazu

W trakcie fermentacji kiszonki ze słomy kukurydzianej zaobserwowano znaczną różnicę w dynamice między technologią mezofilową a termofilową. Słoma kukurydziana ze względu na silne zliżnowacenie i bardzo niską zawartość cukrów prostych oraz skrobi jest substratem trudnym do zakiszenia. Z tego względu stężenie kwasu mlekowego w biomacie po zakiszeniu jest niewielkie [9,16], co przekłada się bezpośrednio na niższą produkcję biogazu w pierwszym dniu fermentacji metanowej (rysunki 3.1-2).



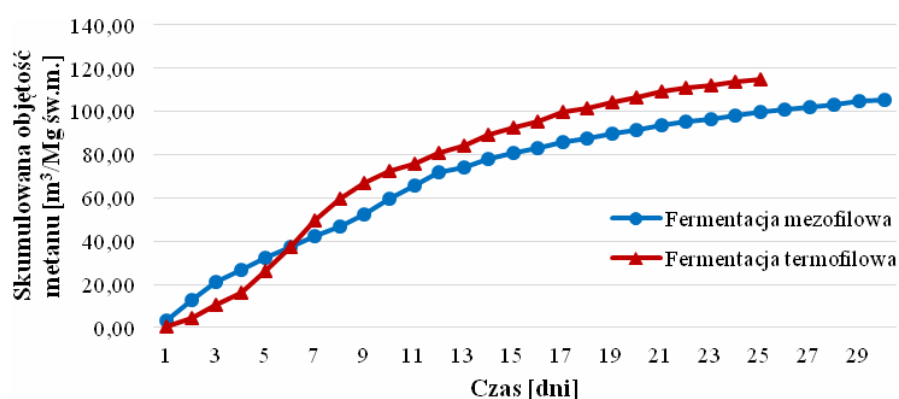
Rys. 3.1. Dzienna produkcja biogazu podczas fermentacji metanowej kiszonki ze słomy kukurydzianej w warunkach mezofilowych



Rys. 3.2. Dzienna produkcja biogazu podczas fermentacji metanowej kiszonki ze słomy kukurydzianej w warunkach termofilowych

Podczas trwania fermentacji w warunkach mezofilowych (rys. 3.1.) odnotowano dwa wyraźne pik produkcji biogazu przypadające na 2 i 11 dzień fermentacji, z kolei w fermentacji termofilowej (rys. 3.2.) zaobserwowano jeden duży pik w 6 dniu i trzy mniejsze w 12, 16 i 19 dniu. Wielokrotne lokalne piki produkcji biogazu i metanu wynikają ze złożonej budowy badanej biomasy, gdyż znacznie krótszy czas jest potrzebny na przekonwertowanie np. glukozy do biogazu niż białek czy tłuszczów. Zmniejszenie liczby pików w warunkach termofilowych wynika z intensywniejszego tempa rozkładu materii organicznej w wyższej temperaturze, a tym samym nałożenia się pików. Jest to bezpośrednio związane z szybszym wydzielaniem enzymów w 55°C oraz z przyspieszeniem przebiegu reakcji wraz ze wzrostem temperatury (reguła van't Hoffa) [7].

Na różnice w dynamice produkcji biogazu w temperaturze 39°C i 55°C dodatkowo ma wpływ wolniejsze tempo namnażania się mikroorganizmów termofilowych, a w szczególności metanogenów [11,17]. Jest to widoczne w pierwszym tygodniu procesu. W warunkach mezofilowych wszystkie etapy fermentacji przebiegały równolegle od pierwszego dnia, natomiast w warunkach termofilowych zauważalne jest wyraźne przesunięcie na korzyść hydrolizy, w trakcie której następuje intensywna produkcja dwutlenku węgla.



Rys. 3.3. Skumulowana produkcja metanu z kisonki ze słomy kukurydzianej w przeliczeniu na megagram świeżej masy

Mimo początkowego bardzo niskiego stężenia metanu w fermentacji termofilowej, jego udział w wytwarzanym biogazie osiągnął wartość 50% już w 6 dniu procesu, natomiast w warunkach mezofilowych nastąpiło to 7 dnia (rys. 3.3). Całkowita objętość wyprodukowanego do tego czasu metanu była w przypadku obu technologii niemal identyczna. Natomiast objętość biogazu była znacznie wyższa dla fermentacji termofilowej. Świadczy to o szybszym przebiegu reakcji hydrolizy w temperaturze 55°C.

Podwyższenie temperatury procesu miało pozytywny wpływ również na tempo rozkładu biomasy. Całkowity czas potrzebny na odfermentowanie kisonki ze słomy kukurydzianej w warunkach termofilowych uległ skróceniu o 5 dni (17%) w stosunku do fermentacji mezofilowej.

3.3. Wydajność biogazowa

W tabeli 3.2. zestawiono wydajności biogazowe oraz procentowe stężenie metanu w biogazie z kisonki ze słomy kukurydzianej poddanej procesowi fermentacji metanowej w warunkach mezo- i termofilowych.

Zastosowanie termofilowej technologii fermentacji metanowej skutkowało zwiększeniem uzysku metanu oraz biogazu z kisonki ze słomy kukurydzianej odpowiednio o 9,3% i 8,6%. Wzrost wydajności metanowej biomasy o dużym udziale kompleksów lignocelulozowych potwierdzają wyniki badań m.in. Shi i in. [17]. Dodatni uzysk metanu w 55°C prawdopodobnie wynika ze zmiany struktury przestrzennej substratu, zwiększając tym samym dostępność materii organicznej biodegradowalnej w warunkach beztlenowych.

Tab. 3.2. Wydajność biogazowa kiszonki ze słomy kukurydzianej

Próba	Zawartość metanu [%]	Świeża masa		Sucha masa		Sucha masa organiczna	
		Metan skumulowany [m ³ /Mg s.m.]	Biogaz skumulowany [m ³ /Mg s.m.]	Metan skumulowany [m ³ /Mg s.m.]	Biogaz skumulowany [m ³ /Mg s.m.]	Metan skumulowany [m ³ /Mg s.m.o.]	Biogaz skumulowany [m ³ /Mg s.m.o.]
Fermentacja mezofilowa	51,59	105,28	204,06	228,58	443,07	285,46	553,32
Fermentacja termofilowa	51,93	115,07	221,56	249,83	481,06	312,00	600,76

3.4. Obliczenia energetyczne

Wyniki uproszczonych obliczeń energetyczno-ekonomicznych zostały przedstawione w tabeli 3.3.

Tab. 3.3. Wydajność energetyczna kiszonki z kukurydzy i kiszonki ze słomy kukurydzianej jako substratów dla biogazowni 250 kW

Substrat	Technologia fermentacji	Masa substratu* [Mg/rok]	Cena [PLN/Mg]	Koszt substratu [PLN/rok]	Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej [PLN/rok]
Kiszonka z kukurydzy	Mezofilowa	4 261	120	511 344	928 126
Kiszonka ze słomy kukurydzianej	Mezofilowa	4 885	40	195 403	
Kiszonka ze słomy kukurydzianej	Termofilowa	4 469	40	178 791	

* masa substratu potrzebnego do zasilenia biogazowni w Przybrodzie (250 kW) przy założeniu 100% odfermentowania biomasy

W związku z zastosowaniem w biogazowni w Przybrodzie zamkniętej laguny, do obliczeń przyjęto 100% stopień odfermentowania substratu.

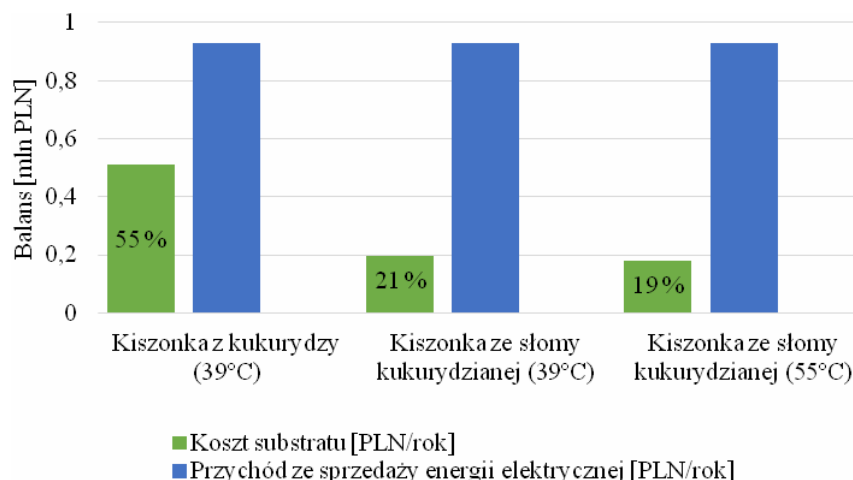
Kiszonka ze słomy kukurydzianej charakteryzuje się podobną wydajnością biogazową w stosunku do tradycyjnej kiszonki z kukurydzy. Wynika to ze zwiększonej zawartości suchej masy w słomie (ok. 45% vs. 30-35%). Z tego względu dla tego samego efektu energetycznego zapotrzebowanie na substrat w przeliczeniu na megagramy świeżej masy jest zbliżone. Należy mieć jednak na uwadze cenę substratu. Kiszonka z kukurydzy jest trzykrotnie droższa, w wyniku czego roczny koszt biomasy potrzebnej do zasilenia biogazowni 250 kW wynosi 511 tys. PLN w porównaniu do 195 tys. i 179 tys. PLN w przypadku stosowania kiszonki ze słomy.

Obliczając przychód dla biogazowni w Przybrodzie uwzględniono jedynie aspekt sprzedaży energii elektrycznej. Ciepło wyprodukowane podczas spalania biogazu w agregacie kogeneracyjnym wykorzystane zostanie do ogrzania reaktorów fermentacyjnych oraz okolicznych budynków gospodarczych.

Na rysunku 3.4. zestawiono roczny koszt substratu potrzebnego do zasilenia biogazowni w Przybrodzie oraz przychód ze sprzedaży „czarnej energii” oraz przynależnych certyfikatów.

Jak przedstawiono na powyższym rysunku, udział kosztów kiszonki z kukurydzy w przychodach wynosi 55% w stosunku do 21% w przypadku kiszonki ze słomy kukurydzianej fermentowanej w warunkach mezofilowych i 19% w przypadku tego samego substratu w technologii termofilowej. Wyniki te pokazują, że stosowanie kiszon-

ki z całych roślin kukurydzy, szczególnie w obecnej trudnej sytuacji branży OZE, może być powodem nierentowności instalacji biogazowych.



Rys. 3.4. Roczny koszt substratu potrzebnego do zasilenia biogazowni 250 kW w zestawieniu z przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej

4. Wnioski

- Fermentacja w warunkach termofilowych znacząco przyspiesza czas rozkładu (o 17%) kiszonki ze słomy kukurydzianej oraz pozwala na uzyskanie większej wydajności biogazowej i metanowej.
- Kiszonka ze słomy kukurydzianej jest wartościowym substratem biogazowym.
- Substytucja kiszonki z kukurydzy kiszonką ze słomy kukurydzianej pozwala na blisko trzykrotne zmniejszenie kosztów, a tym samym zwiększenie rentowności biogazowni.

Literatura

1. Borja R., Martin A., Banks C. J., Alonso V., Chica A.: A kinetic study of anaerobic digestion of olive mill wastewater at mesophilic and thermophilic temperatures, *Environmental Pollution*, 88, 1995, 13-18;
2. BP: Statistical Review of World Energy, 2013;
3. Budzianowski W. M.: Sustainable biogas energy in Poland: prospects and challenge, *Renew Sustain Energy Rev*, 16(1), 2012, 342-349;
4. Czekala W., Pilarski K., Dach J., Janczak J., Szymańska M.: Analiza możliwości zagospodarowania pofermentu z biogazowni, *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, 4, 2012;
5. Dach J., Boniecki P., Przybył J., Janczak D., Lewicki A., Czekala W., Witaszek K., Rodríguez Carmona P.C., Cieslik M.: Energetic efficiency analysis of the agricultural biogas plant in 250 kWe experimental installation, *Energy* 69, 2014, 34-38;
6. Fernández-Rodríguez J., Pérez M., Romero L.I.: Comparison of mesophilic and thermophilic dry anaerobic digestion of OFMSW: Kinetic analysis, *Chemical Engineering Journal*, 232, 2013, 59-64;
7. Golkowska K., Greger M.: Anaerobic digestion of maize and cellulose under thermophilic and mesophilic conditions – A comparative study, *Biomass and bioenergy*, 56, 2013, 545-554;
8. Iglinski B., Buczkowski R., Iglinska A., Cichosz M., Piechota G., Kujawski W.: Agricultural biogas plants in Poland: investment process, economic and environmental aspects, biogas potential, *Renew Sustain Energy Rev* 16(7), 2012, 4890-4900;

9. Irlbeck N.A., Russell J.R., Hallauer A.R., Buxton D.R.: Nutritive value and ensiling characteristics of maize stover as influenced by hybrid maturity and generation, plant density and harvest date, *Animal Feed Science and Technology*, 41(1), 1993, 51–64;
10. Janczak D., Pilarski K., Soja M., Czekąła W., Lewicki A., Witaszek K., Rodríguez Carmona P.C., Dukiewicz H.: Estimation of planting efficiency and energetic willow exploitation in the middle part of Poland, *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, 58(1), 2013, 69-72;
11. Kim M., Ahn Y. H., Speece R. E.: Comparative process stability and efficiency of anaerobic digestion; mesophilic vs. thermophilic, *Water Research*, 36, 2002, 4369–4385;
12. Kinnunen H. V., Koskinen P. E. P., Rintala J.: Mesophilic and thermophilic anaerobic laboratory-scale digestion of *Nannochloropsis* microalga residues, *Bioresource Technology*, 155, 2014, 314–322;
13. Lewicki A., Pilarski K., Janczak D., Czekąła W., Rodríguez Carmona P.C., Cieślík M., Witaszek K., Zbytek Z.: The biogas production from herbs and waste from herbal industry, *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, 58(1), 2013, 114-117;
14. Mo Z., Pilarski K.: Preliminary comparison of biogas productivity from maize silage and maize straw silage, *Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering*, 56(2), 2011, 108-110;
15. Przybył J., Wojcieszak D., Mioduszevska N., Durczak K.: Wydajność biogazowa słomy kukurydzianej, *Inżynieria Rolnicza*, 4(148), 2013, 103-111;
16. Russell J.R.: Influence of harvest date on the nutritive value and ensiling characteristics of maize stover, *Animal Feed Science and Technology*, 14(1–2), 1986, 11–27;
17. Shi J., Wang Z., Stiverson J. A., Yu Z., Li Y.): Reactor performance and microbial community dynamics during solid-state anaerobic digestion of corn stover at mesophilic and thermophilic conditions, *Bioresource Technology*, 136, 2013, 574–581;
18. Wünsch K., Gruber S., Claupein W.: Profitability analysis of cropping systems for biogas production on marginal sites in southwestern Germany, *Renewable Energy*, 45, 2012, 213–220.

V. Dwustopniowa fermentacja wodorowo-metanowa

Kamil Kozłowski¹, Andrzej Lewicki¹, Damian Janczak¹, Marta Cieślik², Pablo César Rodríguez Carmona¹, Anna Smurzyńska¹

¹ Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, Instytut Inżynierii Biosystemów, ul. Wojska Polskiego 50, 60-637 Poznań, email: kamil.koz11@gmail.com

² Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, Katedra Biotechnologii i Mikrobiologii Żywności, ul. Wojska Polskiego 48, 60-637 Poznań

Streszczenie

Wodór uważany jest za paliwo przyszłości. Możliwości wykorzystywania go w ogniwach paliwowych oraz silnikach spalinowych bez wytwarzania zanieczyszczeń dla środowiska są głównym czynnikiem zainteresowania nim naukowców z całego świata. Za najbardziej perspektywiczne metody wytwarzania wodoru uznaje się metody biologiczne. Interesującym rozwiązaniem wydaje się zastosowanie dwustopniowego procesu fermentacji wodorowo-metanowej. W pierwszym etapie odpady organiczne wykorzystane zostają do produkcji wodoru w wyniku fermentacji ciemnej. W drugim stopniu, pozostałość pofermentacyjna z wcześniejszego etapu (kwas tłuszczowy) wykorzystana jest do produkcji metanu w procesie fermentacji metanowej. Przeprowadzone badania wykazują, że zastosowanie procesu dwustopniowego pozwala na produkcję wodoru, umożliwiającego zwiększenie procentowego udziału metanu (synteza z dwutlenkiem węgla) w biogazie oraz wykazuje pozytywny wpływ wykorzystanej metody zagospodarowania odpadów na środowisko.

Słowa kluczowe: fermentacja dwustopniowa, wodór, metan, odpady organiczne

1. Wstęp

Zużycie paliw kopalnych spowodowane rosnącym przyrostem naturalnym – co w dalszej kolejności skutkuje wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło – wymusza poszukiwanie alternatywnych źródeł energii. Jednym z najbardziej przyszłościowych kierunków rozwoju odnawialnych źródeł energii wydaje się produkcja wodoru – nazywanego paliwem przyszłości. Składa się na to między innymi wysoka efektywność konwersji wodoru w ogniwach paliwowych oraz brak zanieczyszczeń w przypadku wykorzystania go w silniku spalinowym. W wyniku spalania wodoru otrzymuje się wodę unikając jednocześnie powstawania dziury ozonowej, efektu cieplarnianego oraz kwaśnych deszczy [7,9,10]. Na poniższym równaniu przedstawione zostało równanie chemiczne spalania wodoru:



Obecnie istnieje wiele sposobów produkcji wodoru [4], między innymi:

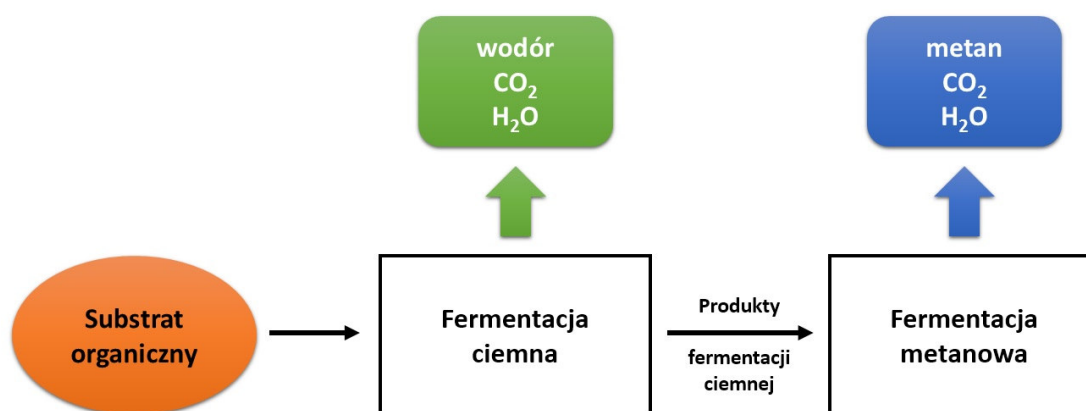
- - w procesach reformingu z gazu ziemnego i ropy naftowej,
- - elektroliza wody,
- - wykorzystanie energii jądrowej do termicznego rozkładu wody,
- - zgazowywanie węgla,
- - metody biologiczne.

Wszystkie te metody różnią się między sobą efektywnością i energochłonnością. Za najbardziej opłacalne ekonomicznie procesy wytwarzania wodoru uznaje się obecnie metody biologiczne. [11]. Do wspomnianych wyżej metod zalicza się:

- - biofotolizę,
- - fotosyntezę bakteryjną,
- - fermentację ciemną.

2. Dwustopniowa fermentacja wodorowo-metanowa

Podczas przebiegu procesu produkcji wodoru węglowodany, białka oraz tłuszcze przekształcone zostają do lotnych kwasów tłuszczowych. Oznacza to, że etapy fermentacji ciemnej pokrywają się z pierwszymi etapami fermentacji metanowej. Ciągła i wydajna produkcja wodoru możliwa jest tylko przy zahamowaniu procesów odpowiedzialnych za produkcję metanu [12]. Rozwiązaniem tego problemu jest zastosowanie dwustopniowego procesu umożliwiającego jednoczesne połączenie produkcji wodoru i metanu. W pierwszym etapie fermentacji, materia organiczna przekształcona zostaje do wodoru oraz dwutlenku węgla. Pozostałość pofermentacyjna wykorzystana zostaje w drugim etapie do produkcji metanu w wyniku fermentacji metanowej. Technologia ta pozwala na kompleksowe zagospodarowanie odpadów i materiałów organicznych. Na poniższym rysunku przedstawiony został uproszczony schemat technologii fermentacji wodorowo-metanowej.



Rys.2.1. Uproszczony schemat technologii fermentacji wodorowo-metanowej

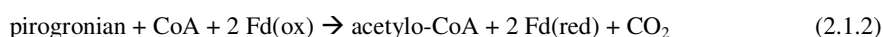
Otrzymany w pierwszym etapie wodór może zostać wykorzystany do zwiększenia zawartości metanu w produkowanym – w drugim stopniu fermentacji – biogazie, w wyniku redukcji dwutlenku węgla:



Intensywne badania dotyczące syntezy dwutlenku węgla oraz wodoru prowadzone są między innymi na Brandenburskim Uniwersytecie Technicznym w Cottbus w Niemczech. Udowodniono tam, że zastosowanie złoża biologicznego bogatego w bakterie wodorotroficzne pozwala zwiększyć procentową zawartość metanu w biogazie do ponad 90% [2].

2.1. Ciemna fermentacja wodorowa

W procesie fermentacji ciemnej wykorzystywane są poznane już szlaki metaboliczne oraz enzym hydrogenaza. Poniżej przedstawione zostały równania opisujące proces powstawania wodoru.



W pierwszym etapie - procesie glikolizy - glukoza przekształcana zostaje do pirogronianu. W następnej kolejności pirogronian zostaje utleniony do acetylo-koenzymu A, przy jednoczesnej redukcji ferredoksyny (Fd). W trzecim etapie następuje utlenienie ferredoksyny przez enzym hydrogenaza w wyniku czego uzyskuje się cząsteczkowy wodór [1].

Teoretycznie, w optymalnych warunkach prowadzenia procesu, z jednego mola glukozy można uzyskać maksymalnie 4 mole wodoru, 2 mole dwutlenku węgla oraz 2 mole octanu, co przedstawione zostało na poniższym równaniu [10].



Według danych literaturowych, w rzeczywistości uzyskuje się mniejsze ilości rzędu 1-2,7 mola wodoru z 1 mola glukozy. Powodem tego jest tworzenie się kwasu masłowego obniżającego ilość produkowanego wodoru [10,12].



Wydajność i produkcja wodoru w dużej mierze zależą od stosowanego substratu, jego stężenia w reaktorze oraz inokulum [6]. Z przeprowadzonych przez naukowców badań wynika, że najbardziej optymalnym rozwiązaniem jest stosowanie mieszanej kultury mikroorganizmów, umożliwiającej prowadzenie procesu z wykorzystaniem niesterylnych substratów. Prowadzenie fermentacji ciemnej w pH 5-6 pozwala uzyskać największą wydajność produkcji wodoru [3]. Bardzo istotnym czynnikiem warunkującym proces fermentacji jest również utrzymanie stosunkowo krótkiego czasu retencji [5] oraz niskiego ciśnienia cząsteczkowego wodoru w reaktorze. Badania wykazują, że metody usuwania wodoru gazami obojętnymi pozwalają zwiększyć wydajność produkcji wodoru nawet o 68 % [8].

2.2. Substraty do produkcji wodoru i metanu

Zarówno instalacja biogazowa, jak i produkująca wodór przynosi zysk, wtedy gdy pracuje w trybie ciągłym - bez przerw związanych z brakiem substratu. W celu zminimalizowania niebezpieczeństwa wynikającego z możliwości nieoczekiwanego wstrzymania dostaw surowców, większość instalacji funkcjonuje w oparciu o mieszaniny substratów. Rozwiązanie to pozwala również zwiększyć uzysk produkowanego gazu – ze względu na występowanie efektu synergii.

W instalacji pracującej w oparciu o dwustopniowy proces fermentacji wodorowo-metanowej można wykorzystywać różnego rodzaju odpady organiczne, na przykład:

- - odpady z przemysłu rolno-spożywczego,
- - odpady z przemysłu tłuszczowego,
- - odpady z rolnictwa (np. gnojowica, obornik),
- - odpady z produkcji biopaliw (np. frakcja glicerynowa, wywar gorzelniany),
- - odpady z przemysłu papierniczego,

- odpady z sektora komunalnego (np. odpady komunalne, osady ściekowe).

3. Podsumowanie

Trudności związane z magazynowaniem wodoru wymuszają stosowanie rozwiązań wykorzystania gazu bezpośrednio po wyprodukowaniu. Jednym z rozwiązań tego problemu może być zastosowanie dwustopniowego procesu fermentacji wodorowo-metanowej. Synteza wyprodukowanego wodoru i dwutlenku węgla pozwala zwiększyć

szyc procentową zawartość metanu w biogazie. Wciąż jednak trwają badania naukowe dotyczące optymalizacji procesu dwustopniowego. Ponadto stosowanie odpadów, jako substratów w instalacji produkującej biopaliwa gazowe pozwala zmniejszyć negatywne skutki wynikające z ich złego zagospodarowania jednocześnie będąc dodatkowym źródłem dochodu finansowego dla firmy.

Literatura

1. Adams M.W.W., Stiefel E.I., *Biological hydrogen production: not so elementary*, *Science*, 282, 1998, str. 1842-1843;
2. Burkhardt M., Koschack T., Busch G., *Biocatalytic methanation of hydrogen and carbon dioxide in an anaerobic three-phase system*, [w:] *Bioresource Technology*, 2014;
3. Fang H.H.P., Liu H., *Effect of pH on hydrogen production from glucose by a mixed culture*, [w:] *Bioresource Technology*, 82, 2002, str. 87-93;
4. Golec T., Blesznowski M., *Możliwości powstania gospodarki wodorowej i perspektywy jej rozwoju*, [w:] *Energetyka*, 2009;
5. Jędrzejewska-Cicińska M., Kozak K., *Produkcja bioenergii ze ścieków przemysłu spożywczego*, *Polityka energetyczna*, Tom 10, 1, 2007, str. 131-139;
6. Lay J.J., Fan K.S., Chang J., Ku Ch. H., *Influence of chemical nature of organic wastes on their conversion to hydrogen by heat-shock digested sludge*, [w:] *Int. J. Hydrogen Energy*, 28, 2003, str. 1361-1367;
7. Logan B.E., *Extracting hydrogen and electricity from renewable resources*, [w:] *Environ. Sci. Technol.*, 38, 2004
8. Mizuno O., Dinsdale R., Hawkes F.R., Hawkes D.L., Noike T., *Enhancement of hydrogen production from glucose by nitrogen gas sparging*, [w:] *Bioresource Technology*, 73, 2000, str. 59-65;
9. Nath K., Das D., *Hydrogen from biomass*, [w:] *Current Science*, 85, 2003, str. 265-271;
10. Sikora A., *Produkcja wodoru w procesach prowadzonych przez drobnoustroje*, [w:] *Post. Mikrobiol.*, 47, 2008, str. 465-482;
11. Suchowska-Kisielewicz M., Myszograj S., *Produkcja biowodoru w procesach biologicznych*, [w:] *Inżynieria Środowiska*, 144, Uniwersytet Zielonogórski, 2011, str. 18-25;
12. Waligórska M., Łaniecki M., *Biologiczne metody otrzymywania wodoru*, [w:] *Na pograniczu chemii i biologii*, Tom XII, 2005, str. 477-497;

VI. Analiza wrażliwości modelu numerycznego turbiny wiatrowej o pionowej osi obrotu

Tomasz Krysiński¹, Zbigniew Buliński², Andrzej J. Nowak³

¹ Politechnika Śląska; Instytut Techniki Ciepłej., adres: ul. Konarskiego 22: 44-100 Gliwice, tel.: 32 237 28 10, e-mail: tomasz.krysinski@polsl.pl

² Politechnika Śląska; Instytut Techniki Ciepłej., adres: ul. Konarskiego 22: 44-100 Gliwice, tel.: 32 237 29 74, e-mail: zbigniew.bulinski@polsl.pl

³ Politechnika Śląska; Instytut Techniki Ciepłej., adres: ul. Konarskiego 22: 44-100 Gliwice, tel.: 32 237 10 25, e-mail: Andrzej.j.nowak@polsl.pl

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest zweryfikowanie i zwalidowanie opisu matematycznego opływu powietrza wokół turbiny wiatrowej o pionowej osi obrotu, który mógłby zostać uznany za reprezentatywny dla tego typu urządzeń. Modelowanie matematyczne opływu powietrza wokół turbin wiatrowych, w szczególności tych o pionowej osi obrotu, jest złożonym problemem ze względu na skomplikowany, silnie zawirowany charakter tego przepływu. Co więcej jest to przepływ turbulentny, któremu towarzyszy ruch obrotowy wirnika oraz dynamiczne oderwania warstwy przyściennej. W takich warunkach kluczowymi aspektami modelu matematycznego są odpowiedni sposób opisu turbulencji, metodologia opisu ruchu obrotowego i towarzyszących mu efektów (jak siły odśrodkowe czy siła Coriolisa) oraz parametry dyskretyzacji przestrzennej i czasowej. Artykuł przedstawia wpływ poszczególnych parametrów symulacji na parametry eksploatacyjne turbiny wiatrowej; analizowane modele zostały zwalidowane względem danych eksperymentalnych zamieszczonych w literaturze.

Słowa kluczowe: modelowanie matematyczne, turbina wiatrowa o pionowej osi obrotu, numeryczna mechanika płynów.

1. Wstęp

W zależności od orientacji osi turbiny można wyróżnić dwie, podstawowe konstrukcje turbin wiatrowych, mianowicie: turbiny o poziomej osi obrotu (Horizontal Axis Wind Turbine - HAWT) oraz turbiny o pionowej osi obrotu (Vertical Axis Wind Turbine - VAWT). Występują również odmiany turbin z pionowym przepływem czynnika napędowego, stanowiące połączenie turbiny wiatrowej oraz kolektora słonecznego, mają one jednak mniejsze znaczenie. Pomimo, że początki obu konstrukcji sięgają początku dwudziestego wieku, większą popularnością cieszą się turbiny o poziomej osi obrotu (HAWT). Wielu autorów tłumaczy to znacząco wyższą sprawnością tych urządzeń w porównaniu do turbin o pionowej osi obrotu (VAWT) [1,2,3]. Warto jednak zauważyć, że konstrukcje z pionową osią zostały zapomniane na niemal kilkadziesiąt lat, podczas gdy konstrukcje z poziomą osią były w tym czasie szeroko badane i udoskonalane. Niektórzy badacze jednocześnie przewidują, że w kolejnych latach turbiny z pionową osią zdominują sektor produkcji energii elektrycznej, ze względu na swoje istotne zalety [4]. Na poparcie tych prognoz, Pope prezentuje wstępną analizę efektywności różnorodnych wariantów HAWT i VAWT, w kontekście pierwszej i drugiej zasady termodynamiki [5].

Istnieje obszerna literatura przeglądowa obejmująca różne aspekty pracy turbin wiatrowych, począwszy od ich aerodynamiki, poprzez problemy wytrzymałościowe, wytwarzanie energii elektrycznej, podłączenie do sieci energetycznej oraz kwestie ochrony środowiska naturalnego [1,2]. Jednak jest ona silnie ukierunkowana na turbiny o poziomej osi, wzmiankując jedynie konstrukcje z pionową osią. W ostatnich latach, konstrukcje z osią pionową przeżywają renesans zainteresowania ze strony naukowców jak i inżynierów. Ich praca jest poddawana intensywnym badaniom, z wykorzystaniem metod eksperymentalnych oraz obliczeniowych, w wielu laboratoriach na całym świecie.

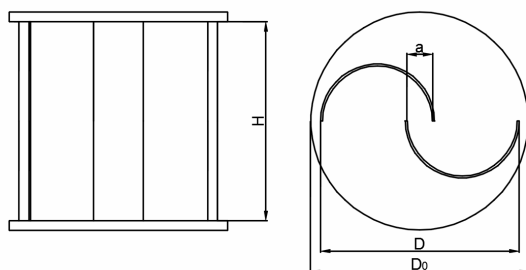
W prezentowanym artykule przedstawiono szeroką analizę wiarygodności opisu matematycznego, a także wyników symulacji komputerowej opływu powietrza turbiny wiatrowej. Wariantem turbiny wybranej do badań była jednostopniowa turbina o pionowej osi obrotu z wirnikiem Savoniusa. Głównym kryterium wyboru była dostępność danych eksperymentalnych, które mogłyby być wykorzystane do walidacji. Jest to podstawowa konstrukcja zaproponowana przez fińskiego inżyniera S.J. Savoniusa k.. 1920 r. Charakterystyczną cechą tej konstrukcji jest wirnik w kształcie litery S składający się z dwóch półcylicydrycznych łopatek.

W artykule dokonano przeglądu podstawowych metod modelowania opływu powietrza wokół turbiny wiatrowej o pionowej osi obrotu z wirnikiem Savoniusa. Przegląd obejmował: badanie różnych metod symulowania ruchu wirnika (MRF i Sliding Mesh), analizy wpływu siatki numerycznej, ustalenie optymalnego kroku czasowego dla symulacji w stanie nieustalonym oraz wpływ wyboru modelu turbulencji na wyznaczanie sił działających na wirnik.

2. Model numeryczny turbiny wiatrowej o pionowej osi obrotu

2.1. Geometria wirnika

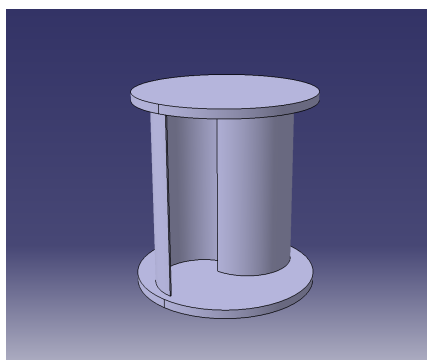
Geometria wirnika została zdefiniowana, jako kształt charakterystyczny dla turbin wiatrowych Savoniusa. Półkoliste łopaty wirnika spięte z góry i dołu dwoma dyskami, ułożone w kształt zbliżony do litery S. Schematycznie kształt oraz wymiary przedstawiono na Rys. 2.1.



Rys. 2.1. Geometria wirnika turbiny

Średnica wirnika jak i jego wysokość oznaczone odpowiednio D i H wynosiły 208 mm. Stopień zachodzenia na siebie łopatek wirnika (a) ustalono na 15% jego średnicy. Grubość materiału tworzącego łopaty wirnika wynosi 2 mm, podczas gdy grubość dysków w górnej i dolnej części wirnika po 10 mm każdy. Średnica dysków łączących łopatkę wynosiła $1,1D$. Geometria wirnika zastosowanego w opisywanym modelu została eksperymentalnie zbadana przez Kamoji i innych [6].

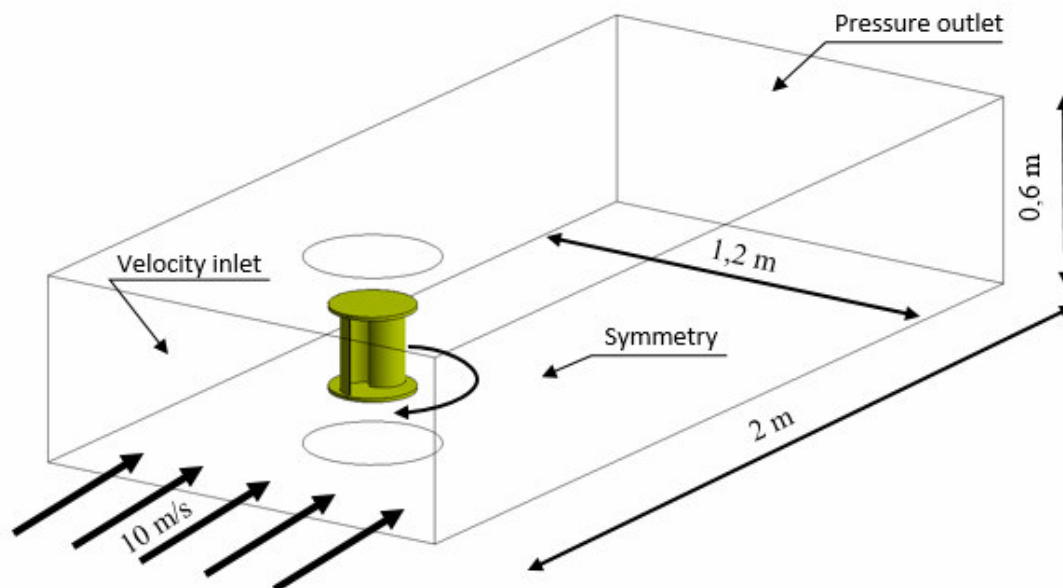
Dokładny model geometryczny wirnika turbiny wykonano przy pomocy narzędzi do modelowania bryłowego w programie Catia VR5, a następnie zaimportowano do programu ICEM CFD, w którym stworzono siatkę numeryczną. Trójwymiarową wizualizację wirnika badanej turbiny przedstawiono na Rys. 2.2.



Rys. 2.2. Wizualizacja wirnika turbiny

2.2. Domena obliczeniowa oraz siatka numeryczna

Modelowanie pracy turbiny wiatrowej to bardzo złożony problem. Domena obliczeniowa stosowana w takich przypadkach najczęściej ma postać prostokątnego tunelu, przez który przepływa powietrze. W obliczeniach przyjęto domenę o kształcie i wymiarach jak na rysunku Rys. 2.3.



Rys. 2.3. Domena obliczeniowa wraz z geometrią wirnika turbiny

Wewnątrz prostokątnej domeny wydzielono dwie podobjętości. Objętość zewnętrzną – nieruchomą oraz wewnętrzną wraz z zatopionym w niej wirnikiem – ruchomą. W celu zapewnienia wysokiej jakości siatki obliczeniowej zastosowano tzw. hybrydową siatkę numeryczną. W objętości zewnętrznej - ze względu na jej regularny i nieskomplikowany kształt - stworzono sześcienną siatkę strukturalną. Siatka strukturalna przyspiesza obliczenia, ułatwia zbieżność zadania, a także obniża błąd rozwiązania numerycznego. Ze względu na skomplikowany kształt wirnika, walcząca objętość wewnętrzna podzielona została siatką niestrukturalną, składającą się z czworokątów. Wymiary domeny obliczeniowej zostały ustalone tak, by jak najbardziej ograniczyć wpływ warunków brzegowych na otrzymywane wyniki. Parametrem pozwalającym określić wpływ rozmiarów domeny na przepływ w przypadku badań, jak również obliczeń aerodynamicznych, jest współczynnik blokowania (blockage ratio) określający stosunek powierzchni czołowej badanego obiektu do powierzchni przekroju tunelu aerodynamicznego. Ogólnie, przyjęło się, aby ten współczynnik nie był większy, niż 7%, co zostało zachowane w przeprowadzonych analizach.

Siatkę numeryczną wygenerowano z wykorzystaniem komercyjnego programu ANSYS ICEM CFD. Przy czym jego działanie zostało zautomatyzowane za pomocą skryptów, co pozwoliło w łatwy sposób modyfikować parametry siatki oraz zostanie w przyszłości wykorzystane do optymalizacji kształtu wirnika turbiny.

2.3. Model matematyczny

Zarówno w stanie pseudoustalonym (metoda MRF) oraz stanie nieustalonym (metoda Sliding Mesh) stosowano identyczną geometrię domeny obliczeniowej oraz kształt wirnika turbiny wiatrowej. Wszystkie obliczenia oraz postprocessing przepływu wykonano za pomocą pakietu oprogramowania numerycznej mechaniki płynów (CFD) Ansys Fluent. Z uwagi na niską prędkość płynu omywającego turbinę (liczba Macha $Ma \ll 1$) w modelowaniu ośrodek traktowano, jako medium nieściśliwe. Ponadto ze względu na dużą domenę obliczeniową i ograniczone zasoby mocy obliczeniowej, równania opisujące ruch płynu zostały uśrednione metodą Reynolds'a

(RANS – Reynolds-Averaged Navier–Stokes). Równania zachowania masy (równanie ciągłości) oraz równanie zachowania pędu (równanie Navier’a – Stokes’a), mają wówczas następującą postać:

$$\nabla \bar{\mathbf{u}} = 0 \quad (1)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \bar{\mathbf{u}}}{\partial t} + \bar{\mathbf{u}} \cdot \nabla \bar{\mathbf{u}} \right) = -\nabla \bar{p} + \mu \nabla^2 \bar{\mathbf{u}} + \nabla \cdot \boldsymbol{\tau}^R \quad (2)$$

gdzie, ρ odpowiada gęstości płynu (kg/m^3), p ciśnieniu (Pa), μ to dynamiczny współczynnik lepkości (Pas), t czas, a \mathbf{u} to wektor prędkości (m/s). Zapis $\bar{\cdot}$ odnosi się do wartości uśrednionych operatorem Reynoldsa, dla których zapis prędkości i ciśnienia można przedstawić następująco:

$$\mathbf{u}(x,t) = \bar{\mathbf{u}}(x) + \mathbf{u}'(x,t) \quad (3)$$

$$p(x,t) = \bar{p}(x) + p'(x,t) \quad (4)$$

gdzie wartości oznaczone jako ‘prim’ przedstawiają fluktuacje wartości średniej. Zastosowanie przedstawionej dekompozycji do równania zachowania momentu (2) powoduje powstanie członu naprężeń turbulentnych, inaczej zwanych naprężeniami Reynoldsa:

$$\boldsymbol{\tau}^R = -\rho \overline{(\mathbf{u}'\mathbf{u}')} \quad (5)$$

Ze względu na ilość niewiadomych rozwiązanie równań przepływu wymaga zastosowania empirycznych modeli turbulencji pozwalających na domknięcie prezentowanego układu równań. Na przestrzeni wielu lat wypracowane zostało wiele modeli predykcji skutków turbulencji na zachowanie się płynu. Główny podział modeli turbulencji obejmuje dwie grupy. Pierwsza wykorzystuje hipotezę Bussinesque’a i pojęcie lepkości turbulentnej. W tej grupie można wyróżnić:

- grupę modeli zerorównaniowych – np. *Prandtl mixing length*,
- grupę modeli jednorównaniowych – np. *Spallart-Almaras*,
- grupę modeli dwurównaniowych - np. *k-ε*, *k-ω*.

Drugą grupę stanowią modele zakładające anizotropowy charakter turbulencji, w którym składowe tensora naprężeń turbulentnych są rozwiązywane bezpośrednio (Reynolds Stress Models – RSM).

2.4. Modelowanie opływu pracującej turbiny wiatrowej

Modelowanie opływu płynu wokół wirnika turbiny wiatrowej możliwe jest na kilka sposobów. W niniejszym artykule opisano dwa podstawowe. Pierwszym i jednocześnie najprostszym sposobem jest tzw. metoda wielu układów odniesienia (Multiple Reference Frame – MRF).

W metodzie tej równania przepływu zostają wzbogacone o nowe człony odpowiedzialne za uwzględnienie efektów przyspieszenia płynu. Warto zaznaczyć, że w metodzie MRF nie występuje ruch siatki numerycznej. Aproxymację ruchu elementów uzyskuje się poprzez wprowadzenie obrotowego układu współrzędnych. Stąd, metodę MRF często określa się jak „metodę wirnika nieruchomego”. Można to porównać do stanu, w którym obserwuje się chwilowy przepływ wokół zatrzymanego w ruchu elementu ruchomego.

Drugą metodą jest metoda siatek przesuwanych. Pozwala ona na zdefiniowanie prędkości i sposobu przesuwania się ścian komórek względem siebie. Ruch obiektów modeluje się poprzez wzajemne „przesuwanie” się poddomen po łączących je powierzchniach wspólnych (tzw. interfejsów). Metoda ta wymaga dłuższego czasu obliczeń z uwagi na fakt, że obliczenia przeprowadza się w stanie nieustalonym. W pracy porównano wyniki otrzymane za pomocą obu opisanych metod.

3. Wyniki

Najczęściej ocenę pracy turbin wiatrowych dokonuje się w oparciu o dwa parametry. Parametr określany jako TSR (Tip-speed Ratio) oraz liczbę kryterialną Reynoldsa, zdefiniowaną dla średnicy wirnika. TSR opisuje stosunek prędkości ruchu końcówki łopatek turbiny do prędkości opływającego je płynu. Parametr TSR można zatem zdefiniować następująco:

$$\lambda = \frac{\omega D}{2w} \quad (6)$$

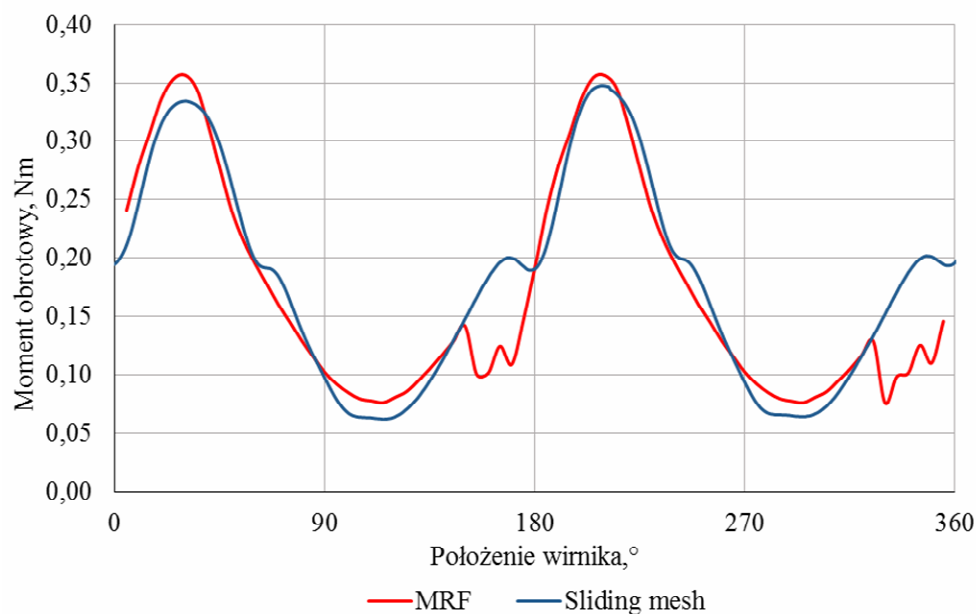
Natomiast liczbę Reynoldsa:

$$\text{Re} = \frac{wD}{\nu} \quad (7)$$

gdzie, D jest średnicą wirnika turbiny w metrach, w prędkością wiatru w m/s oraz ω prędkością obrotową w rad/s, natomiast ν odpowiada lepkości kinematycznej w m^2/s . Wszystkie symulacje pracy turbiny przeprowadzono dla jednego punktu pomiarowego. Prędkość wiatru wynosiła 10 m/s, podczas gdy prędkość obrotowa wirnika 10 rad/s. Dobrane warunki brzegowe przekładały się na następujące wartości parametrów: $\text{TSR}=0,1$ oraz liczbę $\text{Re}=1,42 \times 10^5$. Dla wybranego punktu pracy turbiny można zaobserwować okresową niestabilność indukowanego na wirniku momentu. Niestabilność ta pojawia się w momencie, gdy strefa spiętrzenia ciśnienia „przechodzi” przez krawędź łopatki turbiny. Towarzyszące temu dynamiczne interakcje pomiędzy turbiną a opływającym je płynem mają niebagatelny wpływ na otrzymywane wyniki.

3.1. Porównanie metod modelowania ruchu wirnika

Pierwszy etap badań obejmował porównanie wartości momentu uzyskiwanych z dwóch wariantów modelu. Obliczenia wykonano z wykorzystaniem bazowej siatki numerycznej o $6 \cdot 10^5$ ilości elementów. Porównanie dwóch metod modelowania ruchu wirnika przedstawiono na Rys. 3.1.

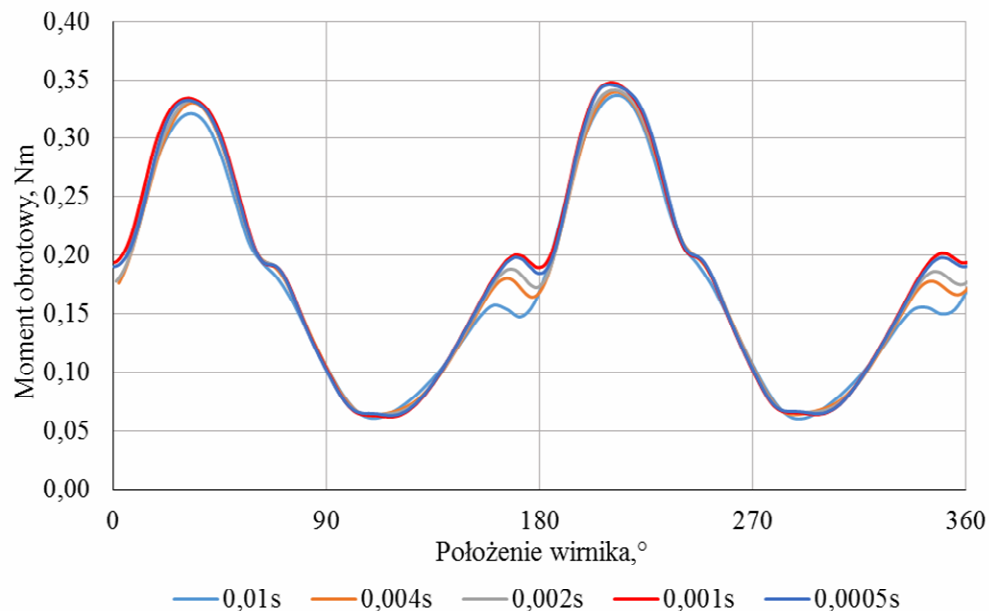


Rys. 3.1. Wpływ doboru metody modelowania ruchu wirnika na przebieg krzywych momentu chwilowego turbiny wiatrowej

Istniejące niezgodności obliczonych przebiegów momentu turbiny wskazują na fundamentalne różnice w sposobie modelowania opływającego turbinę płynu. Szczególnie problematyczny jest tutaj punkt niestabilności wspomniany wyżej. Niestabilność objawia się fluktuacyjnymi zmianami wartości momentu wirnika turbiny. Wahania te występują w zakresie wychyleń wirnika od 150° do 180° i od 330° do 360° . Sugeruje to, że modelowanie ruchu turbiny metodą MRF jest podatniejsze na lokalnie występujące zaburzenia pola przepływu. Natomiast obliczenia techniką Sliding Mesh pozwalają wyznaczyć bardziej fizykalną krzywą momentu. Dalsze badania przeprowadzono dla stanów nieustalonych metodą siatek przesuwanych.

3.2. Wpływ kroku czasowego

Istotnym parametrem modelu turbiny wiatrowej dla stanów nieustalonych jest dobór wielkości kroku czasowego. Analizę wrażliwości modelu na dobór kroku czasowego w symulacji stanu nieustalonego ruchu turbiny przeprowadzono dla 5 wariantów. Wspólnym parametrem modelu była siatka numeryczna ($6 \cdot 10^5$ elementów), model turbulencji (*k-ε Realizable*). Przebadano kroki czasowe 0,01s, 0,004s, 0,002s, 0,001s i 0,0005s, co przekładało się na jednostkowe kątowne przemieszczenie wirnika, odpowiednio: $5,73^\circ$, $2,29^\circ$, $1,15^\circ$, $0,57^\circ$ i $0,29^\circ$. Chwilową zależność momentu indukowanego na wirniku dla różnych kroków czasowych przedstawiono na Rys. 3.2.



Rys. 3.2. Wpływ doboru wielkości kroku czasowego na przebieg krzywych momentu chwilowego turbiny wiatrowej

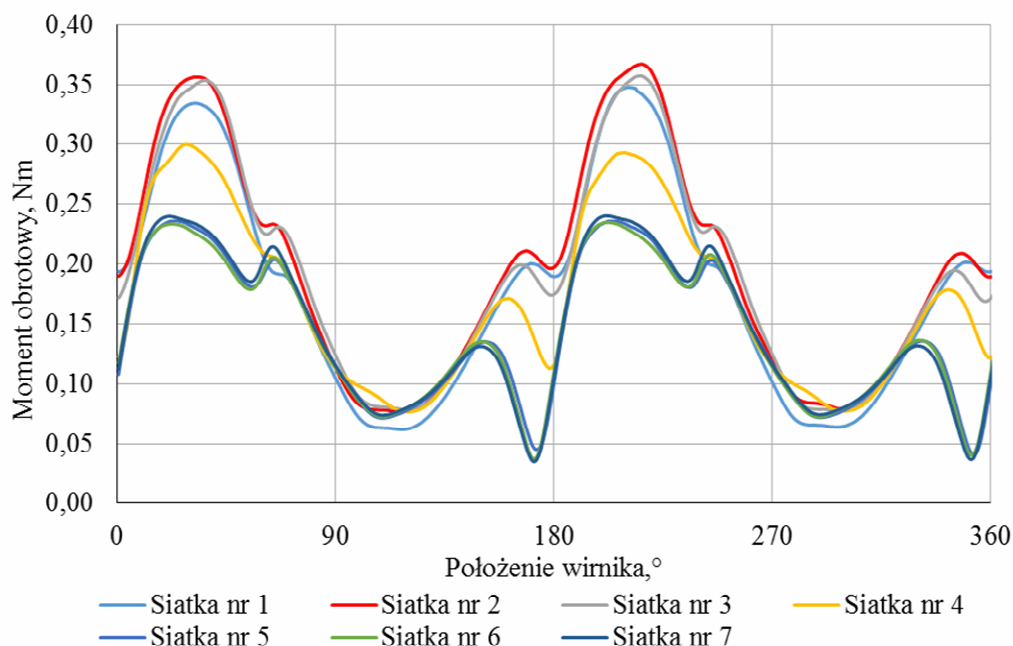
Sukcesywnie zmniejszając krok czasowy obliczeń można zaobserwować asymptotyczną zbieżność wartości momentu turbiny. Ustalenie rozmiaru kroku czasowego modelu na 0,001s wydaje się optymalne ze względu na wymagany nakład obliczeniowy. Dwukrotna redukcja rozmiaru kroku czasowego (do wartości 0,0005s) powoduje zmianę wartości średniej obliczanego momentu turbiny poniżej 1%. Wiąże się to jednak z dwukrotnym zwiększeniem wymaganego nakładu obliczeniowego. Dalsze obliczenia przeprowadzono przyjmując krok czasowy 0,001s.

3.3. Wpływ siatki numerycznej na przebieg momentu

Dokładność modelu numerycznego będącego dyskretną reprezentacją modelu matematycznego zjawiska silnie zależy, od jakości i gęstości siatki numerycznej. Wzrost liczby elementów siatki zwiększa co prawda dokładność obliczeń, jednak zwiększa również potrzebną ilość zasobów. Dlatego optymalna siatka numeryczna powinna

stanowiąc kompromis pomiędzy dokładnością uzyskiwanych wyników, a zapotrzebowaniem na moc obliczeniową.

Wpływ siatki badano poprzez symulację pracy turbiny w stanie nieustalonym metodą Sliding Mesh. W obliczeniach stosowano model turbulencji $k-\varepsilon$ Realizable ze standardowym sposobem modelowania warstwy przyściennej. Symulacje wykonano dla siedmiu różnych wariantów siatek numerycznych. Wyniki obliczeń przedstawiono na Rys. 3.3.



Rys. 3.3. Wpływ doboru siatki numerycznej na przebieg krzywych momentu chwilowego turbiny wiatrowej

Analiza wpływu siatki numerycznej wykazała zbieżność modelu wraz z sukcesywnym zwiększaniem ilości elementów. Najbardziej zbliżone do siebie są krzywe momentu dla siatek nr 5, 6 i 7. Różnice wartości momentu dla tych siatek numerycznych nie przekraczają 2%. Na podstawie obliczeń wykonanych na siatkach 5, 6 i 7 można uznać, że opracowany model numeryczny wykazuje asymptotyczną zbieżność rozwiązania z zagęszczeniem kroku czasowego.

3.4. Wpływ modelu turbulencji

Przepływ płynu wokół działającej turbiny wiatrowej o pionowej osi jest bardzo złożony ze względu na jednoczesne występowanie szeregu zjawisk:

- przeciągnięcie dynamiczne,
- odrywanie się warstwy przyściennej i powstawanie ścieżki wirowej,
- przepływ wokół łopatki ze zmiennym kątem natarcia,
- przepływ wokół ścianek o dynamicznie zmiennej krzywiznie (z punktu widzenia płynu).

Te zjawiska mają bezpośredni wpływ na sposób działania turbiny oraz jej parametry pracy. Sposób modelowania turbulencji, przy korzystaniu z uśrednionych równań przepływającego płynu (RANS), sprowadza się do wyboru zestawu równań odpowiedzialnych za rozwiązywanie składowych tensora naprężeń w płynie. W badaniach wrażliwości używano następujących modeli:

- $k-\varepsilon$ realizable — standard wall function,

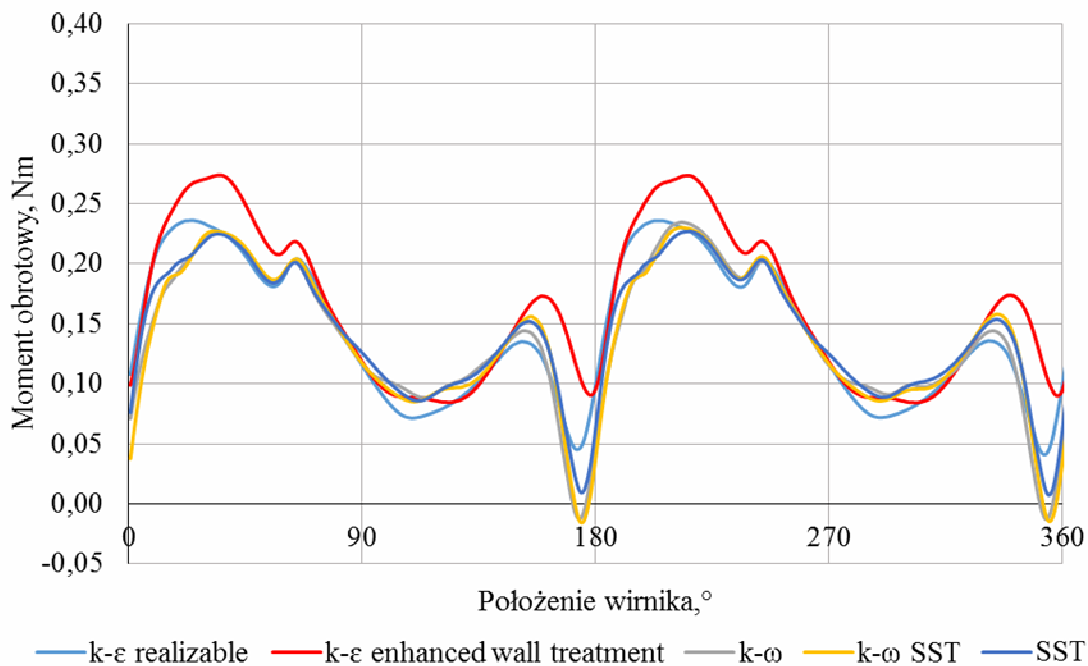
- $k-\varepsilon$ - enhanced wall treatment,

- $k-\omega$,

- $k-\omega$ SST,

-SST.

Obliczenia przeprowadzono dla siatki numerycznej, która wykazywała bardzo dobry wskaźnik czasu obliczeń do dokładności i gwarantowała wyniki obliczeń z obszaru asymptotycznej zbieżności modelu. Siatka ta posiadała warstwę przyścienną i całkowitą liczbę elementów, równą $1,65 \cdot 10^6$. Porównania wpływu modelu turbulencji na kalkulację momentu przedstawiono na Rys. 3.4.



Rys. 3.4. Wpływ modelu turbulencji na przebieg krzywych momentu chwilowego turbiny wiatrowej

Pomimo dużego rozrzutu uzyskiwanych wyników można dostrzec zbieżność. Zastosowanie modeli $k-\omega$, $k-\omega$ SST i SST do opisu turbulencji przepływu modelu przekłada się na otrzymywanie zbliżonych wyników. Jednak rozbieżności uzyskanych wyników w stosunku do danych eksperymentalnych sięgają 40%. Błąd predykcji momentu przez model ma najprawdopodobniej podłoże w niestabilności punktu pracy. Gwałtowny spadek momentu turbiny występuje właśnie w obszarze występowania wspomnianych wcześniej anomalii.

4. Podsumowanie

Najważniejsze spostrzeżenia oraz konkluzje:

- optymalny krok czasowy w obliczeniach niestacjonarnych to okres dla przemieszczenia kąтового równego około 0,01 radianów,
- zwiększenie ilości elementów w warstwie przyściennej skutkuje lepiej niż zagęszczanie siatki na powierzchni wirnika,

- modelowanie z użyciem metody RANS nie pozwala na precyzyjne określenie zjawisk występujących w przepływie niestabilnym,
- w dalszych badaniach niezbędne będzie nakreślenie charakterystyk eksploatacyjnych turbiny oraz analiza porównawcza z chwilowymi danymi eksperymentalnymi.

Literatura

1. Burton T., Sharpe D., Jenkins N., Bossanyi E., Wind energy handbook, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 2001.;
2. Hau E., Wind turbines. Fundamentals, technologies, application, economics, second edition, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006;
3. Ericsson S., Bernhoff H., Leijon M., Evaluation of different turbine concepts for wind power, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 12 (2008), pp. 1419 – 1434;
4. Islam M.R., Mekhilef S., Saidur R., Progress and recent trends of wind energy technology, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2013, 21, 456-468;
5. Pope K., Dincer I., Naterer G.F., Energy and exergy efficiency comparison of horizontal and vertical axis wind turbines, Renewable Energy 2010, 35, 2102-2113;
6. M. A. Kamoji, S. B. Kedare, S. V. Prabhu, Experimental investigations on single stage, two stage and three stage conventional Savonius rotor, International Journal of Energy Research, 2008, 35, 32:877-895.

VII. Efektywność energetyczna płaskich i próżniowych kolektorów słonecznych

Wioleta Kot¹, Karol Durczak¹;

¹ Instytut Inżynierii Biosystemów, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu., adres: Wojska Polskiego 50, 60-627 Poznań, tel.: 61 848 71 56, e-mail: wkot@up.poznan.pl,

Streszczenie

W pracy zaprezentowano wstępne wyniki badań nad efektywnością cieplną płaskich i próżniowych kolektorów słonecznych. Uzyskane za ich pomocą ciepło miało posłużyć do podgrzania wody użytkowej w ściśle określonym budynku, zamieszkanym przez 4 osoby, zużywające 200 litrów wody ciepłej dziennie. Pochyłość kolektora płaskiego jak i próżniowego wynosiła 45°. W trakcie badań sprawdzano efektywność energetyczną poszczególnych systemów. Stwierdzono, że bardziej wydajnym systemem kolektorów jest system próżniowy, który pozwala zaspokoić 88% zapotrzebowania energii na ogrzanie ciepłej wody użytkowej. Natomiast kolektory płaskie dobrze sprawdzają się w okresie letnim, natomiast próżniowe są bardziej efektywne zimą.

Słowa kluczowe: kolektory słoneczne, sprawność kolektorów, promieniowanie słoneczne

1. Wstęp

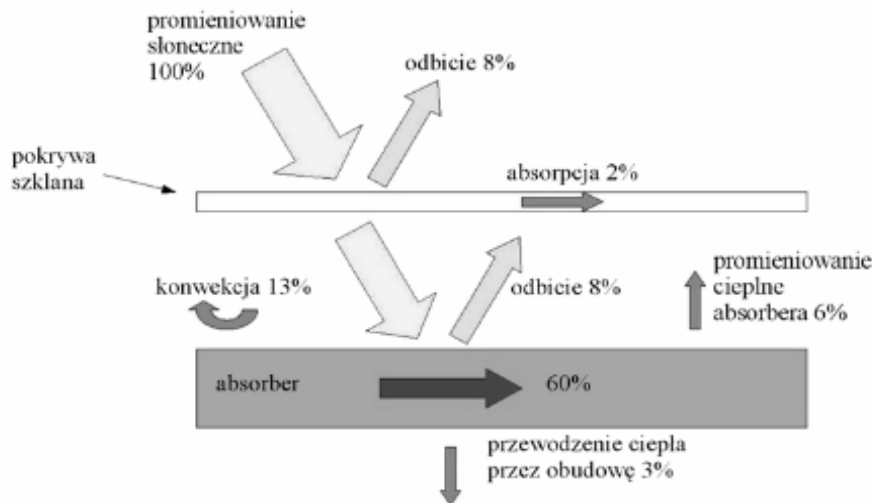
Kryzys paliwowy lat 70. XX w. uzmysłowił światu, że zasoby energii konwencjonalnej są ograniczone. Otrzymana energia z paliw kopalnych (węgiel kamienny, brunatny) powoduje wymierne korzyści ekologiczne w środowisku przyrodniczym, gdyż energetyka w Polsce doprowadza do atmosfery ok. 70% całkowitej emisji dwutlenku węgla, 60 – 63% dwutlenku siarki, ok. 30% pyłów, ok. 40% dwutlenku azotu (Szlachta, 1999). Zatem coraz więcej państw wspiera i rozwija pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych. Zaczęto szukać nowych technologii pozyskiwania energii ze słońca, wiatru, biomasy, wody, biogazu i energii geotermalnej.

Słońce jest największym źródłem energii odnawialnej dla kuli ziemskiej. W ciągu roku dociera do Ziemi energia w ilości $3,9 \cdot 10^{24}$ J, co jest równoważne $1,08 \cdot 10^{18}$ kWh. Jest to energia ponad 10 tysięcy razy większa niż cała energia pierwotna zużywana w tym czasie na Ziemi (Quaschnig, 1998). Położenie w układzie słonecznym, nachylenie osi Ziemi do prostej prostopadłej do płaszczyzny orbity, oraz ruch obiegowy po torze eliptycznym powoduje to, że Ziemia nie nagrzewa się równomiernie i zachodzą roczne wahania oświetlenia. W szerokościach geograficznych w jakich znajduje się Polska, docierające do powierzchni promienie słoneczne padają pod różnym kątem, zależnie od pory roku i dnia. Gwiazda ta emituje energię w postaci dwóch rodzajów promieniowania. Jednym rodzajem promieniowania jest promieniowanie widzialne – światło białe, natomiast drugim typem jest promieniowanie niewidzialne (podczerwone). Z powierzchni Słońca dociera do kuli ziemskiej promieniowanie o całkowitej mocy $1,75 \cdot 10^{11}$. Natomiast intensywność tego promieniowania w kierunku Ziemi wynosi $1,367 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$. Ilość ta zmienia się ($1,33 - 1,42 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$) ze względu na eliptyczny kształt orbity Ziemi i aktywność Słońca. Stała słoneczna jest więc graniczną mocą promieniowania słonecznego docierającego do zewnętrznej warstwy atmosfery, jaką można uzyskać na powierzchni 1 m^2 (Gruszczyński, 2011).

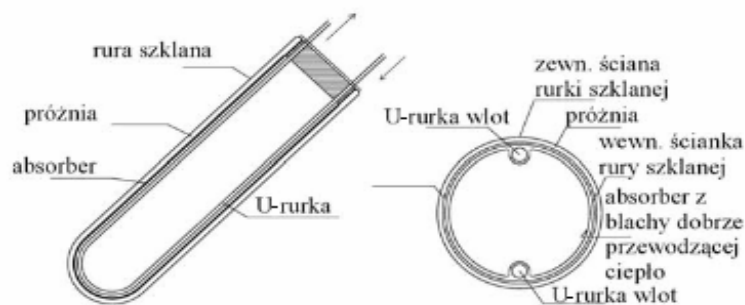
Największy dopływ energii słonecznej na obszarze Polski obserwuje się na Wybrzeżu oraz we wschodniej części kraju. Roczna suma promieniowania słonecznego, jaką można uzyskać w tych rejonach, mieści się w przedziale $950 \div 1020 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2}$. Są to rejony, które charakteryzują się najkorzystniejszymi warunkami do pozyskiwania energii promieniowania słonecznego w okresie letnim. Natomiast najmniejszy dopływ energii słonecznej w skali roku obserwuje się w części południowej Polski. Z kolei w miesiącach zimowych dopływ energii słonecznej w rejonach południowych Polski jest znacznie większy niż na północy i zachodzie Polski. Podobnym rozkładem gęstości energii w skali roku charakteryzuje się rejon południowo-zachodni. Wynika stąd, że najlepsze warunki pozyskiwania energii słonecznej w skali roku występują we wschodnim rejonie Polski oraz na Wybrzeżu Zachodnim. Natomiast w okresie zimowym, korzystniejsze warunki produkowania energii z promieniowania słońca

necznego obserwuje się na południu kraju (Dreszer i in., 2003). Znaczny jest w Polsce udział promieniowania rozproszonego, średnio 50% (Ciok, 2001) w grudniu 72%, w czerwcu 44% (Jastrzębska, 2009).

Typowy kolektor płaski cieczowy składa się z absorbera promieniowania słonecznego, obudowy wraz z izolacją termiczną osłaniającą absorber od dołu i z boków oraz szyby stanowiącej osłonę przezroczystą kolektora, ponadto z uszczelek oraz przyłącza do montażu (Smolec, 2000). Absorbery wykonane są zwykle z blachy aluminiowej, miedzianej lub stalowej, zaopatrzonej w układ kanałów przepływowych czynnika roboczego. Powstające w absorberze ciepło odbierane jest przez przepływający przez kanał czynnik roboczy. Czynnikiem tym może być woda użytkowa lub płyn o niskiej temperaturze krzepnięcia, który ma za zadanie ogrzać wodę użytkową w wymienniku ciepła (Smolec, 2000). Rurki miedziane lub z tworzywa sztucznego przylutowane są do absorbera. Absorber posiada dodatkowy element jakim jest pokrycie selektywne lub nieselektywne. Pokrywa ta musi się charakteryzować dużą przyczepnością do absorberów, odpornością na wysokie temperatury, właściwościami antykorozyjnymi i selektywnością oraz dużą przepuszczalnością promieniowania słonecznego, by minimalizować straty ciepła promieniowania. Ważnym parametrem kolektorów słonecznych jest odpowiednia wytrzymałość, gdyż pokrycie jest narażone na przyjmowanie obciążeń deszczu, wiatru, śniegu i gradu. Wytrzymałość ta powinna wynosić minimum $750 \text{ N}\cdot\text{m}^{-2}$ (Wiśniewski i in., 2006). Na rysunku 1 przedstawiono przykładowy rozkład strumienia promieniowania słonecznego w obszarze kolektora płaskiego.



Rys. 1.1. Orientacyjny bilans energii w obszarze kolektora płaskiego. Źródło: (Neupauer, 2009)



Rys. 1.2. Budowa i przekrój kolektora z U-rurką. Źródło: (Neupauer, 2009)

Kolektor próżniowo - rurowy zbudowany jest z absorbera wykonanego ze stali nierdzewnej lub miedzi i zaopatrzony jest w pokrycie selektywne z czarnych tlenków aluminium (miedzi, niklu, chromu). Przy zastosowaniu absorbera selektywnego, redukcja przepływu ciepła odbywa się przez promieniowanie, co w znacznym stopniu podnosi sprawność kolektora. Czynnikiem grzewczym jest trudnozamarzalny płyn solarny na bazie glikolu. Niezależnie od kształtu obie te rurki dwukrotnie przechodzą przez szklaną ściankę izolacji próżniowej. Izolacja próżniowa może mieć postać zamkniętego odcinka rurki szklanej, lub może być wykonana ze szkła naczynia dewarowskiego, o kształcie cylindrycznym. Ciśnienie jakie powinno panować wewnątrz izolacji próżniowej nie powinno przekraczać 0,1 Pa (Smolec, 2000). Zapewnienie odpowiedniej wytrzymałości mechanicznej nie wynika tylko z ciężaru własnego rurki z absorberem i czynnikiem, lecz ze skutków działania ciśnienia atmosferycznego. Jest to warunek, który ma wpływ na grubości ścianek (Smolec, 2000).

2. Cel i zakres pracy

Celem pracy jest określenie efektywności energetycznej wybranych systemów ogrzewania, które uzyskują energię ze źródeł odnawialnych. Przeprowadzona została analiza porównawcza efektywności cieplnej instalacji solarnych płaskich i próżniowych.

Analiza porównawcza obejmowała dwa systemy:

- Wariant I – system ogrzewania ciepłej wody użytkowej, gdzie przetwornikiem promieniowania słonecznego był kolektor słoneczny płaski;
- Wariant II – system ogrzewania ciepłej wody użytkowej, gdzie przetwornikiem promieniowania słonecznego był kolektor słoneczny próżniowy;

Zakres pracy obejmuje następujące działania:

- Dokonano wyboru i określenie parametrów techniczno - eksploatacyjnych analizowanych systemów dla ściśle wybranego budynku, który jest zamieszkały przez 4 osoby, zużywające 200 litrów ciepłej wody dziennie. Pochyłość kolektora płaskiego jak i próżniowego wynosi 45° .

Poszczególne elementy zestawu są dobrane tak, by instalacja bezpiecznie i optymalnie wykorzystywała energię słoneczną. Pozwala to na osiągnięcie wysokiej sprawności układu, przy zapewnieniu długiej żywotności urządzeń do niego zastosowanych. System ogrzewania ciepłej wody użytkowej składał się z trzech kolektorów słonecznych płaskich i próżniowych. Powierzchnia czynna kolektora płaskiego wynosi $5,61 \text{ m}^2$, natomiast kolektora próżniowego $5,76 \text{ m}^2$.

3. Metodyka i wyniki badań

Obliczenia jakie wykonano dotyczyły zapotrzebowania na ciepło do ogrzania wody w celach użytkowych. Zapotrzebowanie na ciepło, czyli moc jaka jest potrzebna do ogrzania wody, wyrażamy równaniem:

$$Q = C_w \cdot m \cdot (t_k - t_p)$$

gdzie:

Q - ciepło potrzebne do ogrzania wody (J)

C_w - ciepło właściwe wody [$J \cdot (kg^{-1} \cdot K^{-1})$]

m - masa wody (kg)

t_k – temperatura końcowa (K)

t_p – temperatura początkowa (K)

Otrzymanie ciepła z instalacji solarnej płaskiej i próżniowej w poszczególnych okresach użytkowania zestawiono w tabeli 1 i 2. Wystarczy pomnożyć dzienną produkcję kWh, która jest dostarczana kolektorowi płaskiemu i próżniowemu przez powierzchnie absorbera.

Tab. 1. Uzyskanie ciepła z instalacji solarnej płaskiej

Dawka promieniowania dla poszczególnych okresów (kWh·m ⁻²)	Wyniki (kWh)
Cały rok (I-XII) – 1,36	7,63
Półrocze letnie (IV-IX) – 2,09	11,72
Sezon letni (VI-VIII) – 2,32	13,02
Półrocze zimowe (X-XII) – 1,21	6,79

Źródło: Obliczenia własne na podstawie Wiśniewski G. i in.: Kolektory słoneczne: Poradnik wykorzystania energii słonecznej. Wydawnictwo Centralny Ośrodek Informacji Budownictwa, Warszawa 2006

Tab. 2. Uzyskanie ciepła z instalacji próżniowej

Dawka promieniowania dla poszczególnych okresów (kWh·m ⁻²)	Wyniki (kWh)
Cały rok (I-XII) – 1,61	9,28
Półrocze letnie (IV-IX) – 2,52	14,52
Sezon letni (VI-VIII) – 2,79	16,07
Półrocze zimowe (X-XII) – 1,46	8,40

Źródło: Obliczenia własne na podstawie Wiśniewski G. i in.: Kolektory słoneczne: Poradnik wykorzystania energii słonecznej. Wydawnictwo Centralny Ośrodek Informacji Budownictwa, Warszawa 2006

Ilości ciepła jakie uzyskamy z instalacji solarnych ulegają zmianie i zależą od okresu użytkowania. Odpowiednio dobrana wielkość instalacji, która pracuje cały rok powinna pokrywać 60 - 70% zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową w skali roku. W miesiącach letnich sięga nawet 100%. Zatem wartość produkowanego ciepła dla kolektora płaskiego wynosi 7,63 kWh·dzień⁻¹, natomiast dla kolektora próżniowego równa się 9,28 kWh·dzień⁻¹. Są to wartości spełniające zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową.

4. Podsumowanie i wnioski

Maksymalna ilość ciepła jaką może wygenerować kolektor próżniowy wynosi 9,28 kW·dzień⁻¹. Stanowi ona 88% dziennego zapotrzebowania do ogrzania ciepłej wody użytkowej. Instalacja ta spełnia wymagania co do ogrzewania wody. Instalacje produkują energię z promieniowania słonecznego nie wytwarzając przy tym żadnych emisji szkodliwych gazów. Energia wytworzona dzięki kolektorom słonecznym charakteryzuje się tym, iż nie przynosi żadnych negatywnych skutków i zmian w środowisku naturalnym.

Przeprowadzenie obliczeń nad efektywnością energetyczną kolektorów płaskich i próżniowych pozwala na sformułowanie następujących wniosków:

- Bardziej wydajnym systemem kolektorów jest system próżniowy, który pozwala zaspokoić 88% zapotrzebowania energii na ogrzanie ciepłej wody użytkowej.
- W półroczu zimowym (X-XII) mniej wydajny jest kolektor płaski, który pozwala zaspokoić 65% zapotrzebowania na energię do ogrzania ciepłej wody użytkowej.
- W miesiącach letnich systemy kolektorów płaskich i próżniowych charakteryzują się dużą wydajnością, która wynosi ponad 100%. Są to wartości pokrywające zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową.

Literatura

1. Ciok, Z. *Ochrona środowiska w elektroenergetyce*. Podstawowe Problemy Współczesnej Techniki. Warszawa, PWN, Warszawa 2001.
2. Gruszczyński, M. *Solary czyli kolektory słoneczne dla każdego – co warto wiedzieć*. Piotrków Trybunalski, Łódzki Ośrodek Doradztwa Rolniczego zs. w Bartoszewicach, 2011.
3. Jastrzębska, G. *Ogniwa słoneczne. Budowa, technologia i zastosowanie*. Wydawnictwa Komunikacji Łączności, Warszawa 2013.
4. Neupauer, K.; Magiera, J. *Analiza sprawności kolektorów słonecznych różnych typów*. Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej im. Tadeusza Kościuszki, Czasopismo Techniczne. Chemia, R. 106, z. 1-Ch. 57-65. Pozyskano z: <http://suw.biblos.pk.edu.pl/>, Kraków 2003.
5. Quaschnig, V. *Regenerative Energiesysteme*. Carl Hanser Verlag Munchen, Wien, 1998.
6. Kazimierz, A.; Dreszer.; Michałek, R.; Roszkowski, A. *Energia odnawialna – możliwości jej pozyskiwania i wykorzystywania w rolnictwie*. Polskie Towarzystwo Inżynierii Rolniczej, Kraków 2003.
7. Szlachty, J. *Niekonwencjonalne źródła energii*. Wydawnictwo Akademii Rolniczej we Wrocławiu, Wrocław 1999.
8. Smolec, W. *Fototermiczna konwersja energii słonecznej*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2000.
9. Wiśniewski, G.; Gołębiowski, S.; Gryciuk, M.; Kurowski, K. *Kolektory słoneczne: Poradnik wykorzystania energii słonecznej*. Wydawnictwo Centralny Ośrodek Informacji Budownictwa, Warszawa 2006.

VIII. Odzysk ciepła z urządzenia do cięcia laserowego

Tomasz Choiński¹, Katarzyna Romańczuk²

¹ Politechnika Białostocka; Wydział Budownictwa i Inżynierii Środowiska, Katedra Ciepłownictwa, Wiejska 45e 15-351 Białystok

² Politechnika Białostocka; Wydział Budownictwa i Inżynierii Środowiska, Katedra Ciepłownictwa, Wiejska 45e 15-351 Białystok

Streszczenie

W pracy przedstawiono proces odzysku ciepła z urządzenia do cięcia laserowego. Badanie przeprowadzono w warunkach rzeczywistych w jednej z hal produkcyjnych. Ciepło odzyskano z chłodnicy i przekazane zostało do istniejącej już na obiekcie instalacji centralnego ogrzewania. Obiekt badawczy zbudowano z dziesięciu elementów: lasera świetlnego, chłodnicy, skraplacza, wymiennika krzyżowego, pompy obiegowej, zaworu przełączającego trójdrogowego, regulatora pompy obiegowej, wymiennika ciepła 200 l. W poniższej pracy przedstawiono szczegółową zasadę działania oraz wykonano analizę ekonomiczną instalacji. Z przeprowadzonych wyliczeń wywnioskowano, że koszt instalacji jest niewielki, przy czym nie zwiększa ogólnych kosztów eksploatacyjnych pracy lasera oraz dotyczą jedynie odzysku ciepła na cele cieplej wody użytkowej i nie uwzględniają wartości odzyskanej energii na centralne ogrzewanie.

Słowa kluczowe: odzysk ciepła, laser świetlny, ciepła woda, Białystok

1. Wstęp

Od jakiegoś już czasu przy wznoszeniu nowych budynków użyteczności publicznej, przemysłowych jak i mieszkalnych dużą uwagę zwraca się na ich właściwe wyposażenie techniczne, w szczególności na odpowiednio dobrane i zaprojektowane instalacje klimatyzacyjne, ogrzewcze i wentylacyjne. Na wyższą świadomość techniczną właścicieli przedsiębiorstw przemysłowych jak również użytkowników mieszkań wpływają nie tylko unormowania prawne, wymogi ochrony środowiska, ale również rosnące koszty energii. Ceny paliw kopalnianych jak i energii elektrycznej idą w górę zmuszając jednocześnie do myślenia o bardziej racjonalnej gospodarce ciepłno-energetycznej [1,2]. Pojęcie odzysku ciepła z instalacji chłodniczych, klimatyzacyjnych i wentylacyjnych stało się przez to znane i nabrało innego znaczenia.

Metody odzysku ciepła z instalacji są różne. Jeśli chodzi o układy wentylacyjne i klimatyzacyjne podstawową rolę odgrywa strumień powietrza usuwanego, który wykorzystuje się do ogrzania bądź chłodzenia powietrza świeżego. Najbardziej znane i stosowane metody to recyrkulacja powietrza, wymienniki rekuperacyjne i regeneracyjne, wymienniki typu rurka ciepła, układy z cieczą pośredniczącą oraz pompy ciepła. Przy instalacjach chłodniczych odzyskiwane ciepło jest ciepłem odpadowym. Metody odzysku, w tych układach dobiera się w zależności od tego w jaki sposób ciepło to będzie wykorzystywane i w jakim zakresie [2,3].

Wraz z wzrostem postępu technologicznego zwiększa się zapotrzebowanie, na dokładniejszą obróbkę materiałów zastosowanych w tychże procesach. Jednym z najczęściej wykorzystywanych surowców w przemyśle jest stal, z której w procesach hutniczych otrzymuje się m.in. blachę. W odróżnieniu od innych materiałów – drewna, szkła, tworzyw sztucznych; obróbka stali, w tym blach o dużej grubości może stanowić problem dla producentów, w szczególności, jeżeli linia cięcia nie jest jednorodna, a uzyskane przez cięcie fragmenty muszą charakteryzować się odpowiednią dokładnością. W tych przypadkach stosuje się różne technologie cięcia termicznego, takich jak: cięcie tlenowe, cięcie plazmowe i cięcie laserowe [4].

Najnowocześniejszą i najbardziej dokładną technologią wydaje się być cięcie laserem. Laser (Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation) jest to wzmocnione światło przez wymuszoną emisję promieniowania, gdzie czynnikiem tnącym jest promień lasera o znacznej temperaturze i gaz techniczny pod wysokim ciśnieniem. Korzyściami z zastosowania takiego rozwiązania jest niewątpliwie bardzo wysoka precyzja i szybki czas pracy

Czas podgrzewu dwustu litrów wody do temp. 50°C wynosi przeciętnie 110minut i jest głównie zależny od sposobu pracy lasera. W chwili gdy laser nie pracuje, a istnieje zapotrzebowanie na ciepłą wodę, może zostać ona podgrzana przez grzałką elektryczną 1500W zamontowaną do zasobnika.

Koszty eksploatacyjne tego rozwiązania są znikome i wiążą się głównie z pracą pompy obiegowej. W tym układzie zastosowano pompę o mocy 60 W. W ciągu dnia pompa działa ok. 12 godzin, co daje nam koszt niespełna 10 zł miesięcznie. Koszt ten jest jednak niwelowany, poprzez rzadsze włączenie skraplacza, gdyż tłoczenie gorącej wody przez pompę do wymiennika powoduje, iż mniejsza ilość gorącego czynnika trafia na skraplacz, przez co zaoszczędzona moc elektryczna przez skraplacz kilkakrotnie przewyższa ilość mocy pobranej przez pompę. Szczególnie jest to widoczne w okresie zimowym, gdy ciepło z odzysku jest kierowane na instalację centralnego ogrzewania. W tym przypadku nie są to jednakże duże koszty. Znaczące są tu jednak inne względy eksploatacyjne, a mianowicie mniejsze zużycie wentylatorów skraplacza, co znacząco wpływa na ilość jego awarii.

Koszt energii na potrzebny ciepłej wody użytkowej w ciągu miesiąca:

$$K_{el} = Q_k \cdot C_{el}$$

gdzie:

C_{el} – cena za jeden kWh energii według cennika PGE, 0,55 zł/kWh,

Q_k – zużycie energii na potrzeby ciepłej wody użytkowej w ciągu miesiąca.

$$Q_k = N_p \cdot t_1 \cdot t_2$$

gdzie:

N_p – moc pobierana przez pompę, 0,05 kW,

t_1 – czas pracy pompy w ciągu doby, przyjęto 12h,

t_2 – liczba dni pracy pompy w miesiącu, przyjęto 30 dni.

Zatem

$$Q_k = 0,05 \text{ kW} \times 12 \text{ h} \times 30 \text{ dni} = 18 \text{ kWh/miesiąc}$$

$$K_{el} = 18 \text{ kWh/miesiąc} \times 0,55 \text{ zł/kWh} = 9,9 \text{ zł/miesiąc}$$

Nakłady inwestycyjne związane z budową tej instalacji, zależne są głównie od odległości w jakiej laser znajduje się względem źródła ciepła. W tym przypadku nakłady inwestycyjne wynosiły ok.9000 zł, jest to znikoma wartość uwzględniając koszt urządzenia wahającego się w cenach 3-5 mln złotych.

Podczas 24 godzinnej pracy zakładu instalacja odzysku ciepła jest w stanie wyprodukować teoretycznie ok. 2700litrów ciepłej wody o temp 50°C, co przy ogrzewaniu elektrycznym generowałoby koszty w granicach 61zł/24h. Taki zasób wody jest jednak za duży na zapotrzebowanie tego typu zakładu, a faktyczne zapotrzebowanie wynosi w granicach 30% tej wartości, czyli ok. 20 zł/ 24h, dając nam kwotę 600 zł/miesiąc – jeżeli woda byłaby podgrzewana za pomocą grzałki elektrycznej, tak jak to miało miejsce przed montażem instalacji.

Dzienna wartość energii potrzebnej do podgrzewu c.w.u.

$$E = m \cdot c_w \cdot \Delta T$$

gdzie:

ΔT - różnica temperatur, czyli 35K (temp. początkowa 15°C, temp. wyjściowa 50°C),

m - masa wody do podgrzania, 2700 l=2700 kg,

c_w - ciepło właściwe wody 4200J/kg*K ,

$$E=35K \cdot 2700kg \cdot 4200 J/kg \cdot K = 396900000 J.$$

Co w przeliczeniu na kWh daje nam 110,25 kWh.

Zatem koszt podgrzania ciepłej wody użytkowej w ciągu dnia to:

$$K = E \cdot C_{e1}$$

gdzie:

E- dzienna wartość energii do podgrzewu c.w.u., 110,25kWh,

C_{e1} – cena za jeden kWh energii według cennika PGE, 0,55 zł/kWh.

$$K=110kWh \cdot 0,55zł/kWh \cong 61zł$$

4. Podsumowanie

Z wcześniejszych wyliczeń jednoznacznie wynika, iż koszt instalacji jest niewielki, przy czym nie zwiększających kosztów eksploatacyjnych pracy lasera, a nawet mogą je obniżyć. Czas zwrotu budowy instalacji wynosi 15 miesięcy i jest to bardzo dobry wynik, lecz jest on głównie zależny od zapotrzebowania zakładu produkcyjnego na ciepłą wodę oraz od czasu pracy lasera. Przy większym zapotrzebowaniu obiektu na c.w.u czas zwrotu byłby znacznie krótszy. Należy mieć jednak na uwadze, iż w porównaniu z innymi rodzajami energii (np. gaz, olej), opłacalność i okres zwrotu spadnie. Podczas próby wykonania takiej analizy np. z kotłem gazowym, trzeba pamiętać, że kosztami eksploatacyjnymi nie będzie wyłącznie zużycie gazu, ale również energia elektryczna potrzebna do pracy kotła – o czym producenci praktycznie nie wspominają. W tym przypadku analiza opiera się w porównaniu do użycia energii elektrycznej, gdyż właśnie w ten sposób podgrzewana była woda, przedmontażem powyższej instalacji. Praca instalacji jest ściśle związana z pracą lasera, lecz nawet podczas jego awarii lub dłuższego przestoju w pracy, nie istnieje problem z zapotrzebowaniem na ciepłą wodę, poprzez dodatkowo zamontowaną w wymienniku grzałkę elektryczną, którą można w dowolnym momencie załączyć. Ze względu na prostotę budowy i działania układu odzyskującego ciepło, koszty serwisowe są praktycznie znikome i ograniczają się głównie do kontrolowania stanu filtrów, połączeń i ciśnienia czynnika w obiegu. Jest to niewątpliwie również kolejna zaleta, a dzięki zastosowaniu elektrycznego zaworu przełączającego układ jest bezobsługowy, zachowując przy tym pełną regulację temperatury wody w zasobniku. Przedstawione wyliczenia dotyczą tylko odzysku ciepła na cele c.w.u i nie uwzględniają wartości odzyskanej energii na cele c.o.

Literatura

1. Rosiński M., *Odzyskiwanie ciepła w wybranych technologiach inżynierii środowiska*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2012.
2. Staniszewski D., Targański W., *Odzysk ciepła w instalacjach chłodniczych i klimatyzacyjnych*, IPPU MASTA, Gdańsk 2007.
3. Kosieradzki J., *Odzysk ciepła- możliwości i zasady*, Rynek Instalacyjny 3/2009, s. 55-57.
4. Politowicz K., *Technologie cięcia termicznego i hydroabrazynowego*, Projektowanie i konstrukcje inżynierskie 10 (37) październik 2010, s. 38-43.

IX. Analiza termodynamiczna układu turbiny gazowej zasilanej wodorem

Paweł Mońka¹, Paweł Pilarz²;

¹ Politechnika Śląska w Gliwicach; Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, ul. Konarskiego 18, tel.: 32-237-15-46 x, e-mail: pawel.monka@polsl.pl

² Politechnika Śląska w Gliwicach; Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, ul. Konarskiego 18, tel.: 32-237-22-14, pawel.pilarz@polsl.pl

Streszczenie

Mikroturbiny gazowe znajdują szereg zastosowań jako źródło energii elektrycznej, zwłaszcza w przypadku zapewnienia energii dla zakładów przemysłowych, ośrodków sportowych czy osiedli mieszkaniowych. Instalacje tego typu charakteryzują się niewielkimi rozmiarami, długim czasem bezawaryjnej pracy oraz elastycznością cieplną. Dodatkową zaletą jest mniejsze obciążenie substancjami wprowadzanymi do otoczenia. W tej pracy przeanalizowano wpływ zastosowania domieszki wodoru do głównego paliwa jakim jest gaz ziemny na pracę turbiny gazowej. Do modelowania posłużono się programem Epsilon® Professional, który zintegrowano z MS Excel. Stosowanie różnego stopnia domieszki wodoru nie wpłynęło negatywnie na pracę turbiny, natomiast zaobserwowano obniżenie stężenia CO₂ oraz niewielkie podniesienie sprawności elektrycznej układu.

Słowa kluczowe: turbina gazowa, metan, wodór, mieszanka paliwowa, emisja CO₂.

1. Wstęp

Stosowanie turbiny gazowej jako źródła energii elektrycznej przynosi ze sobą wiele korzyści wynikających z rodzaju wykorzystywanego paliwa jakim jest gaz ziemny i sposobu prowadzenia procesu spalania. Instalacje turbin gazowych mają szereg zalet, z których najważniejszymi są wysoka niezawodność działania, długi czas bezawaryjności, lekka i zwarta budowa, znaczna elastyczność cieplna (podniesienie obciążenia do maksymalnej wartości w ciągu 3÷20 minut) oraz łatwość obsługi i korzystne charakterystyki ekologiczne. [1]

Istotnym parametrem warunkującym efektywność działania układu gazowego jest wartość opałowa paliwa gazowego doprowadzonego do komory spalania. Stosowanie gazu ziemnego pozwala na większą elastyczność pracy (w porównaniu do węgla), co ułatwia dostosowanie produkcji energii do popytu na nią. Cecha ta pozwala na instalacje turbiny gazowej, jako źródła elektryczności zasilającej małych i średnich konsumentów, charakteryzujących się zmiennym zapotrzebowaniem.

Proces spalania w turbinie gazowej, podobnie jak w kotle węglowym, jest źródłem emisji tlenków azotu, tlenku węgla i węglowodorów długołańcuchowych. Aby uniknąć nadmiernego wytwarzania szkodliwych substancji, stosuje się rozwiązania prowadzące do spalania w taki sposób, aby osiągnąć warunki optymalnej konwersji paliwa na energię. W przypadku turbin gazowych istotnym jest kontrolowanie nadmiaru powietrza λ do spalania, stopniowanie powietrza i paliwa w palnikach oraz recyrkulacja spalin. Stworzenie odpowiednich warunków do spalania niskoemisyjnego przyczynia się do poprawy składu spalin, obniżając stężenie NO_x i CO. [1]

Prosty układ gazowy składa się ze sprężarki, komory spalania, ekspandera oraz urządzeń pomocniczych. Charakterystycznymi parametrami takiej instalacji są sprawność wytwarzania energii elektrycznej, spręż, temperatura spalin na wlocie i za ekspanderem oraz wskaźnik jednostkowego zużycia ciepła. Udowodniono korzystny wpływ podnoszenia sprężu powietrza na podniesienie sprawności elektrycznej oraz podniesienie temperatury spalin przed wlotem na łopatki ekspandera.

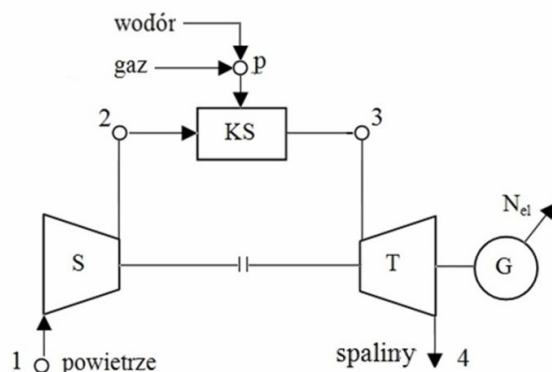
Turbiny gazowe małej mocy znajdują zastosowanie, jako źródła energii w szpitalach, ośrodkach sportowych, biurowcach, hotelach, zakładach przemysłowych czy też na osiedlach mieszkaniowych i lotniskach. Odpowiedni dobór mocy takiej instalacji może zapewnić pełną samowystarczalność na energię elektryczną, a przy zabudowie układu wymienników ciepła, możliwość generowania gorącej wody lub pary wodnej na potrzeby procesów

technologicznych lub ogrzewnictwa budynków. Stosowanie chłodzenia spalin przed wyprowadzeniem ich do otoczenia pozwala na podniesienie wskaźnika wykorzystania entalpii spalin.

W przypadku dalszego rozwoju energetyki rozproszonej, w tym ze źródeł odnawialnych, należy się zastanowić nad bilansowaniem niedoborów wiatru czy energii słonecznej. Turbiny wiatrowe coraz częściej są instalowane w regionach o korzystnych warunkach jeżeli chodzi o średnią prędkość wiatru i okres występowania. Jednak nie można zakładać, że wiatr będzie wiać przez pełny rok zapewniając pracę turbinie dla parametrów nominalnych. Dlatego też istnieje pomysł wykorzystania nadmiaru energii z wiatru do produkcji wodoru. Zmagazynowana w ten sposób energia mogłaby być wykorzystana w turbinach gazowych do produkcji elektryczności. Innym źródłem wodoru są zakłady chemiczne np. rafinerie, które generują nadwyżki tego gazu, dlatego też proponuje się współspalanie H_2 z gazem ziemnym w turbinach o niewielkiej mocy.

2. Opis analizowanego układu turbiny gazowej

Przedmiotem analizy niniejszej pracy jest układ turbiny gazowej, który zasilany jest paliwem gazowym będącym mieszaniną gazu ziemnego i wodoru. Głównym celem analizy jest wyznaczenie wpływu zmiany wartości opałowej paliwa poprzez zastosowanie różnego stopnia dodatku wodoru na poprawną pracę instalacji turbiny gazowej. Schemat omawianego układu przedstawiono na Rys. 1.



Rys. 1. Schemat analizowanej turbiny gazowej. (S – sprężarka, KS – komora spalania, T – turbina, G – generator)

Model matematyczny opisywanej instalacji został wykonany za pomocą oprogramowania Epsilon® Professional firmy Steag [3]. Dodatkowo zastosowano integrację wykorzystanego kodu z MS Excel [4]. Pozwoliło to na wyznaczenie podstawowych parametrów pracy i charakterystyk rozpatrywanego układu, w tym również na określenie wartości sprawności elektrycznej jak i wskaźnika potrzeb własnych. Dodatkowo wykorzystane oprogramowanie umożliwiło ocenę wpływu zmiany składu spalanego paliwa na parametry instalacji.

Do analizy przyjęto model mikroturbiny gazowej OGT2500 firmy Magellan Orenda Turbines. Zaimplementowano charakterystyczne parametry turbiny po modyfikacjach zgodnie z danymi zamieszczonymi w Tab. 1. W skład układu, poza podstawowymi komponentami takimi jak sprężarka, komora spalania, ekspander i generator, wchodzi również punkt przygotowania paliwa do którego podawany jest gaz ziemny oraz wodór.

Założono jako paliwo podstawowe gaz ziemny wysokometanowy typu E [2] (dawniej GZ-50) o składzie: metan CH_4 99%, etan C_2H_6 1%, azot N_2 1%, którego wartość opałowa wynosi ok. 49,5 MJ/kg. Jako paliwo alternatywne zastosowano wodór H_2 , które podawane było w zakresie 0÷50% całkowitego strumienia masowego paliwa dostarczanego do komory spalania analizowanej instalacji. Wartość opałowa wodoru H_2 wynosi ok. 120 MJ/kg, więc zastosowanie wodoru, jako składnika paliwa gazowego prowadzi do podniesienia wartości opałowej mieszanki. Wprowadzono parametr X_{H_2} , który to określa udział masowy wodoru w paliwie podawanym do komory spalania

$$X_{H_2} = \frac{\dot{m}_{H_2}}{\dot{m}_{GZ50} + \dot{m}_{H_2}} \times 100\% \quad (1)$$

Wartością wiodącą w obliczeniach jest stała moc elektryczna netto na zaciskach generatora wynosząca 2 MW. Utrzymanie stałej mocy generatora jest możliwe dzięki korekcji strumienia masowego gazu zimnego podawanego do komory spalania. Założenia do obliczeń układu turbiny gazowej zestawiono w Tab. 1.

Tab. 1. Założenia do obliczeń układu turbiny gazowej.

Parametr	Wartość	Parametr	Wartość
Moc elektryczna, N_{el}	2 MW	Sprawność izentropowa sprężarki, η_{is}	88%
Wartość opałowa gazu ziemnego, $W_{d,GZ}$	49,49 MJ/kg	Sprawność mechaniczna sprężarki, η_{ms}	99%
Wartość opałowa wodoru, W_{d,H_2}	119,98 MJ/kg	Sprawność generatora, η_G	99%
udział wodoru w paliwie, X_{H_2}	0÷50%	Straty ciepła w komorze spalania	1%
Stosunek ciśnień w sprężarce, β	14	Straty ciśnienia w komorze spalania	1%
Temperatura spalin za KS, t_3	1150°C	Ciśnienie spalin na wylocie z TG, p_4	1,16 bar
Temperatura spalin za ekspanderem, t_4	550°C	Ciśnienie powietrza, p_1	1,15 bar
Sprawność izentropowa ekspandera, η_{iT}	90%	Temperatura otoczenia, t_{ot}	15°C
Sprawność mech. ekspandera, η_{mT}	99%		

3. Wpływ wybranych parametrów na działanie układu

W Tab. 2 zostały przedstawione parametry wejściowe do modelu (tj. strumień gazu ziemnego i wodoru) jak i podstawowe wskaźniki oceny pracy układu. Pierwsza, wyszczególniona kolumna z danymi przedstawia dane projektowe, dla których turbina osiąga parametry nominalne.

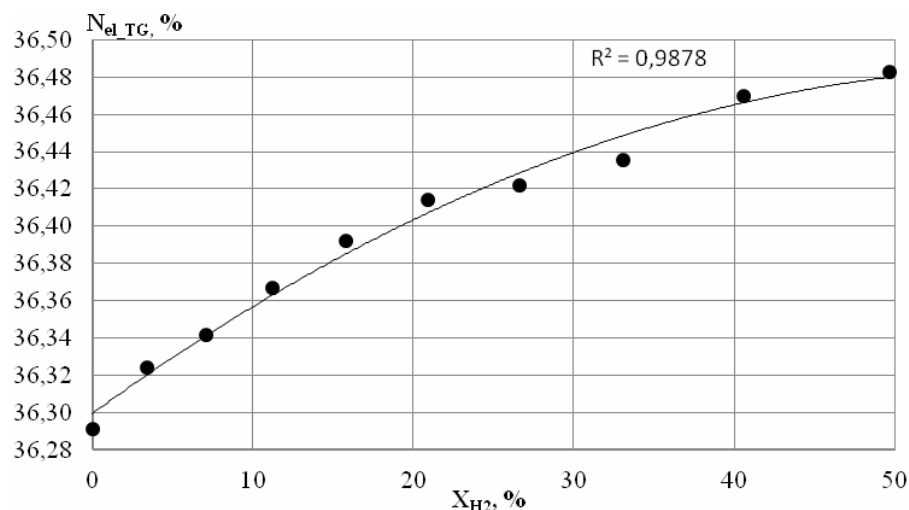
Model matematyczny układu turbin gazowej został wykonany zgodnie z założeniami i parametrami przedstawionymi w Tab. 1. Zgodnie z danymi przedstawionymi w Tab. 2 strumienie masowe gazu ziemnego GZ50 oraz wodoru były kontrolowane w sposób umożliwiający uzyskanie mocy 2 MW na zaciskach generatora przy jednoczesnym zachowaniu udział wodoru w paliwie X_{H_2} w zakresie 0÷50%.

Tab. 2. Wybrane parametry modelowanego układu turbiny gazowej.

Parametr	Jedn.	Dane wyjściowe									
\dot{m}_{H_2}	kg/s	0	0,004	0,007	0,011	0,014	0,018	0,021	0,025	0,028	0,032
\dot{m}_{GZ50}	kg/s	0,110	0,102	0,093	0,084	0,076	0,067	0,059	0,050	0,042	0,033
Parametr	Jedn.	Dane wyjściowe									
X_{H_2}	%	0	3	7	11	16	21	27	33	41	50
W_d	MJ/kg	49,5	51,9	54,5	57,4	60,6	64,2	68,3	72,8	78,1	84,5
$\eta_{el,TG}$	%	36,29	36,32	36,34	36,37	36,39	36,41	36,42	36,44	36,47	36,48
$N_{el,TG}$	MW	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
$N_{m,s}$	MW	2,22	2,21	2,21	2,21	2,20	2,20	2,19	2,19	2,19	2,18
\dot{m}_{gowa}	kg/s	5,75	5,73	5,72	5,71	5,70	5,69	5,68	5,67	5,66	5,65
λ	-	3,03	3,06	3,10	3,14	3,18	3,22	3,26	3,31	3,35	3,40
\dot{m}_{spala}	kg/s	5,86	5,84	5,82	5,81	5,79	5,78	5,76	5,74	5,73	5,71
t_3	°C	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150
t_4	°C	550	549,5	549,5	549,5	549,4	549,4	549,4	549,4	549,3	549,3
β	-	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14

Podstawowym parametrem opisującym pracę układu turbiny gazowej jest sprawność wytwarzania elektryczności netto $\eta_{el,TG}$ wynosząca 36,29% przy zasilaniu paliwem składającym się wyłącznie z gazu ziemnego ($X_{H_2}=0\%$) o wartości opałowej 49,5 MJ/kg. Zgodnie z przedstawionymi założeniami modelowany układ poddano analizie wrażliwości na zmianę wartości opałowej paliwa poprzez domieszkę wodoru w zakresie $X_{H_2}=0\div50\%$. Na Rys. 2 przedstawione zależności sprawności wytwarzania elektryczności $\eta_{el,TG}$ w funkcji udział wodoru w paliwie X_{H_2} . Zastosowanie domieszki wodoru na poziomie $X_{H_2}=50\%$ skutkuje przyrostem sprawności o 0,2 punktu procentowego.

towego. Wartość opałowa paliwa podawanego do komory spalania w zależności od udział wodoru w paliwie X_{H_2} została przedstawiona w Tab. 2.



Rys. 2. Sprawność wytwarzania elektryczności turbiny gazowej η_{el_TG} w zależności od udział wodoru w paliwie X_{H_2} .

Wartość opałowa mieszanki paliwa wzrosła od bazowych 49,5 MJ/kg dla $X_{H_2}=0\%$ do 84,5 MJ/kg dla $X_{H_2}=50\%$ przy jednoczesnym obniżeniu strumienia masowego, co wynika z konieczności utrzymania stałej energii chemicznej paliwa na poziomie $m_{pal} \cdot W_d = 5,45$ MW podawanej do komory spalania. Temperatura spalin za komorą spalania t_3 jest utrzymywana na stałym poziomie 1150°C poprzez regulację strumieniem powietrza na wlocie do układu. Strumień ten ulega obniżeniu wskutek zmniejszenia strumienia paliwa, aby w komorze spalania zachować odpowiednie warunki stechiometrycznego spalania. To w konsekwencji przyczynia się od spadku mocy mechanicznej na wale sprężarki, a przy zachowaniu poziomu mocy 2 MW prowadzi do podniesienia sprawności elektrycznej mikroturbiny.

Współczynnik nadmiaru powietrza do spalania λ wzrasta od 3,03 do wartości 3,4 na skutek zmiany stechiometrii spalania różnych udziałów składników wykorzystywanego paliwa przy zachowaniu zbliżonego strumienia powietrza podawanego do komory spalania. Zgodnie z równaniem (5) do spalania takiej samej ilości energii chemicznej paliwa potrzebne jest o 9,7 razy więcej tlenu w przypadku metanu CH_4 niż to ma miejsce przy wykorzystaniu wodoru H_2 .

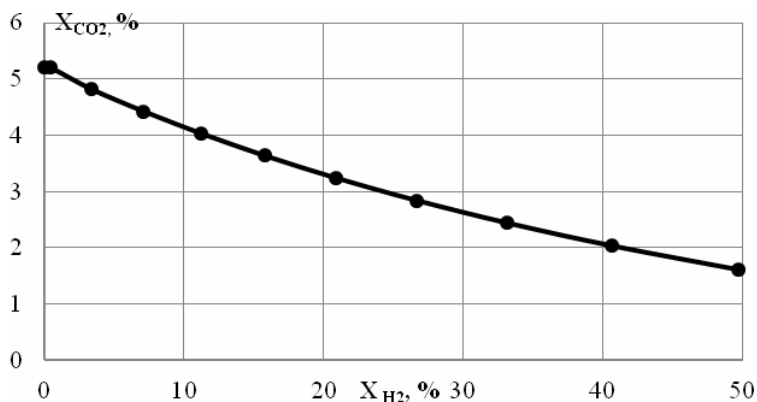


Otrzymane wartości strumienia spalin \dot{m}_{spal_3} potwierdzają poprawność bilansu masy dla analizowanego układu jak również poprawne zamodelowanie procesu spalania. Strumień ten ulega zmniejszeniu w konsekwencji regulacji dostarczanego do komory spalania paliwa. Obliczona temperatura spalin za ekspanderem t_4 jest na akceptowalnym poziomie zgodnie z założeniami projektowymi.

Na podstawie przeprowadzonej symulacji pracy turbiny gazowej i otrzymanych wyników z Tab. 2 można zakładać, iż jest możliwa prawidłowa praca instalacji mikroturbiny spalającej mieszankę gazu ziemnego i wodoru.

Dodatek wodoru w ilości do 50% strumienia masowego podawanego paliwa nie wpływa negatywnie na działanie układu.

Zastosowanie wodoru, jako domieszki do paliwa skutkuje 69% obniżeniem emisji dwutlenku węgla przy $X_{H_2}=50\%$ co zostało przedstawione na Rys. 3. Emisje pozostały związków kształtują się na niezmiennym poziomie, niezależnie od ilości podawanego wodoru do komory spalania.



Rys. 3. Stężenia CO_2 w spalinach w zależności od udział wodoru w paliwie X_{H_2} .

Należy podkreślić, iż wykorzystywany model matematyczny komory spalania nie był w pierwszej kolejności ukierunkowany na symulacje generowania termicznych tlenków azotu. Kalorymetryczna temperatura spalania wodoru jest znacznie wyższa niż gazu ziemnego GZ50, wskutek czego możliwe jest osiągnięcie wyższego stężenia NO_x . Jednakże stosowane w turbinach gazowych palniki niskoemisyjnych oraz prowadzenie recyrkulacji w komorze pozwala na obniżenie zawartości niepożądanych tlenków w spalinach. Na powyższy problem należy szczególnie zwrócić uwagę przy modelowaniu spalania czystego wodoru, gdyż wtedy stężenie NO_x może znacznie się podnieść, jednak dla instalacji o niewielkiej mocy nie jest to najistotniejszy parametr.

4. Podsumowanie

Zamodelowany przykład mikroturbiny pokazuje, że istnieje możliwość na wykorzystanie wodoru w układach spalających gaz ziemny. Osiągnięto zakładane parametry pracy turbiny przy zmiennym udziale wodoru w strumieniu paliwa. Dodatkowo zauważono wzrost sprawności elektrycznej o 0,2% przy spalaniu mieszanki gaz ziemny-wodór w stosunku 50:50. Pozytywnym efektem spalania mieszanki jest obniżenie zawartości dwutlenku węgla w spalinach o 69%, co wypada pozytywnie pod względem ekologicznym wg unijnej polityki klimatycznej. W ramach rozwoju energetyki rozproszonej można wnioskować, że mikroturbiny gazowe znajdują zastosowanie nie tylko z uwagi na niewielkie rozmiary czy bezawaryjność, ale również pod kątem charakterystyk ekologicznych i możliwości generowania energii elektrycznej ze spalania gazu ziemnego z domieszką wodoru.

Literatura

1. Chmielniak T., *Technologie Energetyczne*, WNT, Warszawa 2008;
2. PGNiG [08.12.2014], www.pgnig.pl;
3. Ebsilon® Professional, version 20.03, STEAG Energy Services GmbH;
4. Microsoft Office Excel 2010;

X. Termiczne i biologiczne przekształcanie odpadów

Barbara Kałdun, Krzysztof Rać

Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Instytut Inżynierii Rolniczej, Zakład niskoemisyjnych źródeł energii i gospodarki odpadami, adres: ul. Chełmońskiego 37/41, 51-630 Wrocław

Streszczenie

Odpady stanowią obecnie poważny problem w środowisku przyrodniczym i wymagają zagospodarowania. Aby ograniczyć ilość odpadów, poddawane są one przekształceniu w procesach biologicznych i termicznych. Odpady stanowią znaczne źródło energii odnawialnej, która może być wykorzystywane zarówno w energetyce jak i ciepłownictwie. W pracy przedstawiono procesy przekształcania odpadów, biologiczne oraz termiczne, w wyniku, których otrzymuje się produkt (biogaz, bioolej, biowęgiel) o znacznej wartości energetycznej oraz kompost.

Słowa kluczowe: przetwarzanie odpadów, fermentacja, toryfikacja, piroliza, zgazowanie

1. Wstęp

Zgodnie z ustawą o odpadach powinno się zapobiegać powstawaniu odpadów, a w przypadku, jeśli jest, to nie możliwe powstałe już odpady powinny zostać poddane recyklingowi oraz unieszkodliwieniu. Poprzez unieszkodliwianie rozumiemy przekształcenie odpadów w procesach biologicznych i termicznych oraz składowanie odpadów.

Istnieje wiele metod przekształcania odpadów w celu wykorzystania produktu tych procesów w rolnictwie, energetyce czy innych dziedzinach przemysłu np. cementowni.

W ostatnich czas energia pozyskana z przekształcenia odpadów pełni bardzo ważną rolę, ponieważ energia ta zaliczana jest do odnawialnych źródeł energii. Polska została zobowiązana przez Unię Europejską do uzyskania w 2020 roku 15% energii z odnawialnych źródeł energii.

Odpady/biomasa są cennym surowcem, z którego w procesach przemian biologicznych i termicznych można uzyskać paliwa stałe, ciekłe, gazowe oraz substancje użyźniające glebę.

Obecnie trwają intensywne prace nad procesami biologicznymi i termicznymi przekształcania biomasy, które pokazują nowe zastosowanie produktów wytworzonych w procesach konwersji termicznej odpadów oraz biologicznego przetworzenia.

Z roku na rok na terenach zagospodarowanych przez człowieka wzrasta ilość wytwarzanych odpadów typu bio. Jest to spowodowane wzrastającą konsumpcyjnością społeczeństwa, ale również wzrastającą świadomością ochrony środowiska, jak i dyrektyw oraz rozporządzeń rządowych [7].

Przedstawione w artykule zagadnienia mają pokazać współczesne trendy w przekształcaniu biomasy odpadowej. Zawarto w pracy przegląd metod biologicznego oraz termicznego przekształcania odpadów.

2. Termiczne przekształcanie odpadów

W Polsce zasady termicznego przekształcania odpadów określa Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 roku o odpadach. W myśl tej ustawy, poprzez termiczne przekształcanie odpadów rozumiemy spalanie odpadów przez ich utlenianie. Mogą zostać wykorzystane inne procesy takie jak piroliza, zgazowanie oraz procesy plazmowe, pod warunkiem spalania substancji uzyskanych w tych procesach. Przekształcanie termiczne odpadów prowadzone jest wyłącznie w spalarniach i współspalarniach odpadów, które są do tego celu specjalnie przygotowane. Taki proces może być wykonywany z odzyskiem lub bez wytwarzanej energii cieplnej.

Artykuł 158 ustawy o odpadach określa dwie możliwości wykorzystywania termicznego przekształcenia odpadów. Zgodnie z tym zapisem termiczne przekształcenie odpadów niebezpiecznych i stałych odpadów komunalnych stanowi proces unieszkodliwiania D10 lub proces odzysku R1 w celu odzysku energii w przypadku odpadów opakowaniowych i innych odpadów niż odpady niebezpieczne i komunalne.

Ważnym aspektem jest fakt możliwości wykorzystania części energii odzyskanej z termicznego przetwarzania odpadów, jako źródło energii odnawialnej[25].

Uściślenie wymagań związanych z termicznym przekształcaniem odpadów zawarte zostało w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów z dnia 21 marca 2002 r. z późniejszymi zmianami.

Ww. rozporządzenie mówi, iż przekształcenie odpadów prowadzi się w taki sposób, aby przy spalaniu odpadów lub substancji powstających w szczególności podczas pirolizy, zgazowania i procesu plazmowego lub w razie zastosowania innych procesów, temperatura gazów powstających była utrzymywana, przez co najmniej 2 sekundy na poziomie nie niższym niż:

- 1100°C – dla odpadów zawierających powyżej 1% związków chlorowcoorganicznych przeliczonych na chlor;
- 850°C – dla odpadów zawierających poniżej 1% związków chlorowcoorganicznych przeliczonych na chlor[21].

Termiczny rozkład biomasy to proces endotermiczny w wyniku, którego powstają trzy produkty: gaz palny, biopaliwa ciekłe (oleje – mieszanina węglowodorów), biowęgiel. Proporcję poszczególnych produktów rozkładu zależą od temperatury, ciśnienia, czasu rozkładu oraz przyrostu temperatury. Szybki rozkład termiczny powoduje przekształcenie ponad 65% biomasy w gaz (gazyfikacja), dzięki średniemu tempu rozkładu termicznego z ponad 70% biomasy powstaje olej (piroliza), a przy powolnym rozkładzie otrzymuje się biowęgiel (toryfikacja)[15]. W artykule skupiono się na trzech procesach termicznego przekształcania biomasy: zgazowanie, piroliza i toryfikacja.

2.1 Zgazowanie (gazyfikacja)

Gazyfikacja jest złożonym procesem, w którym następuje konwersja substratu (węgiel, odpady, biomasa) w wysokiej temperaturze (700-1500°C) do gazu syntezowego, który utrzymuje do 70-80% energii chemicznej paliwa pierwotnego[6]. Jest to jedna z kluczowych technologii przekształcania materiałów pierwotnych w paliwa gazowe. Podczas tego procesu następują endotermiczne reakcje chemiczne z utleniaczami przy niedomiarze tlenu niezbędego do całkowitego utlenienia paliwa [5,14,26].

W procesach zgazowania stosowane są następujące utleniacze:

- powietrze atmosferyczne,
- tlen,
- para wodna,
- dwutlenek węgla,
- wodór,
- oraz ich mieszaniny [5,11,24].

Zgazowanie można podzielić na trzy etapy:

- suszenie – pozbycie się wilgoci, zależny od składu uzyskiwanego gazu oraz od rodzaju procesu zgazowania;

- piroliza – proces stanowiący integralną część procesu gazyfikacji biomasy (opisany w dalszej części);
- zgazowanie – właściwy etap procesu, w którym zachodzi szereg endotermicznych reakcji, produktami tego etapu są palne gazy i przebiega on zazwyczaj w temperaturach powyżej 750°C[5].

Ze względu na wytrzymałość instalacji proces zgazowany nie powinien przekraczać 950°C. Otrzymany gaz, to mieszanina gazu wodnego z gazem pierwotnym, a jego wartość opałowa wynosi około 11 MJ/kg, co oznacza wzrost o około 50% [15,16].

W procesie gazyfikacji otrzymuje się palny gaz (CO, H₂, CH₄) oraz produkty uboczne tj. lotne i ciekłe substancje smoliste, koksik i żużel (stałe).

Wykorzystywane do procesu zgazowania są następujące trzy typy systemów:

- reaktor ze złożem stałym,
- reaktor ze złożem fluidalnym,
- reaktory strumieniowe [5,26].

2.2 Piroliza

Proces pirolizy zwany jest inaczej odgazowanie. Jest to endotermiczny proces, w którym dochodzi do termicznej konwersji bogatych w węgiel substancji organicznych w temperaturze 200-800°C przy braku tlenu lub jego niewielkiej ilości.

W zależności od zastosowanej temperatury możemy wyróżnić dwa rodzaje pirolizy: niskotemperaturową i wysokotemperaturową. Niskotemperaturowa piroliza przebiega w temperaturach 450-500°C, natomiast wysokotemperaturowa przeprowadzana jest zazwyczaj w temperaturze 700-800°C[18,20].

Proces pirolizy jest złożony i nakładają się w nim na siebie różne reakcje: dehydratacja (odwodnienie), aromatyzacja, izomeryzacja, utlenienie, zwęglenie i inne. Tym reakcją towarzyszą reakcje wtórne tj. kraking, termiczny rozkład wody od gazu wodnego, reakcja kondensacji czy syntezy syngazu [15,16].

Rodzaj oraz skład produktów powstałych w wyniku pirolizy zależy od rodzaju odpadu, jego właściwości oraz od temperatury procesu. W końcowym efekcie otrzymuje się trzy produkty: fazę gazową, fazę płynną i fazę stałą [24].

Proporcje poszczególnych faz uzależnione są od temperatury procesu. Największy udział ma faza płynna i wynosi ona około 60%. Faza ta jest praktycznie niezależna od temperatury. Natomiast wraz ze wzrostem temperatury zwiększa się udział gazowej fazy, a maleje stałej.

Produkty pirolizy:

- Faza gazowa – gaz pirolityczny (wytłewny) – zawiera parę wodną, metan, wodór, etan i ich homologi, tlenek i dwutlenek węgla, wyższe węglowodory alifatyczne, inne związki tj. NH₃, H₂S, HCl, HF, HNC.
- Faza stała – koks pirolityczny – pyły z dużą zawartością metali ciężkich oraz obojętne substancje.
- Faza płynna – kondensaty wodne i oleiste, które składają się z mieszaniny olejów, smół, wody, składników organicznych (alkohole i kwasy) [16,20].

Średnia wartość gazu pirolitycznego dla odpadów komunalnych wynosi od 12 do 16 MJ/m³.

Wykorzystywane do procesu pirolizy są:

- reaktory szybowe – ruch masy odbywa się w nich pionowo w dół,

- reaktory, w których w warstwie fluidalnej odbywa się zgazowanie,
- reaktory bębnowe – są one obrotowymi bębnami, a ruch masy w nich odbywa się poziomo [20].

2.3 Toryfikacja

Obiecującym procesem przekształcania odpadów jest toryfikacja. Proces toryfikacji znany jest już przeszło od 75 lat. Pochodzi on od suszenia i prażenia ziaren kawy. W literaturze toryfikacja określana jest również, jako prażenie, powolna i łagodna piroliza oraz wysokotemperaturowe suszenie [12,13].

Proces toryfikacji nie został uwzględniony w ustawie o odpadach [25], jako proces termicznego przekształcania odpadów. Jednak z naukowego punktu widzenia, toryfikacja jest procesem termicznym w wyniku, którego otrzymujemy biowęgiel, zwany inaczej biochar.

Toryfikacja polega na fizyczno-chemicznym przetwarzaniu biomasy, odpadów w temperaturze między 200 – 300°C, głównie przy ciśnieniu atmosferycznym w warunkach niedotlenionych. Czas zatrzymania w zależności od dobranej temperatury dla typowej biomasy wykorzystywanej w tym procesie zawiera się w przedziale od 15-60 min. Jednostkowy narost temperatury w procesie nie powinien przekraczać 50°C [2,27].

W temperaturze do 100°C zachodzi osuszanie materiału i częściowe odparowanie lotnych związków organicznych. Dalsze podniesienie temperatury w zakresie od 100 do 200°C powoduje całkowite usunięcie wody, odparowanie lotnych związków organicznych i sterylizacja materiału. W tym zakresie nie występują jeszcze intensywne przemiany fazowe materii oraz procesy degradacji. Podczas procesu toryfikacji biomasa/odpady ulega częściowemu rozkładowi tworząc różne gazy. Końcowym produktem tego procesu jest bogata w węgiel substancja stała, która jest nazywana biomasą toryfikowaną, biowęglem lub też biochar.

W wyniku toryfikacji biomasa uzyskuje silne właściwości hydrofobowe, co sprawia, że przechowywanie tak przetworzonej biomasy/odpadów staje się znacznie atrakcyjniejsza [23]. Biochar jest produktem o wysokiej gęstości energetycznej. W wyniku toryfikacji zachowuje on 70-80% masy w stosunku do wagi pierwotnej, jednocześnie zachowując 80-90% pierwotnej energii biomasy. W efekcie końcowym odnotowuje się wzrost gęstości energii nawet o 30% [1].

Produktem tego procesu jest produkt gazowy tzw. torgaz oraz produkt stały biochar. Lotne części (torgaz) posiadają w swoim składzie liczne palne składniki (CH_4) oraz inne niepalne składniki tj. woda, CO , CO_2 [10,12].

Wartość opałowa biomasy wynosi od 18 do 23 MJ/kg. Niewielka zawartość wilgoci w produkcie (1-6%) sprawia, że różnica pomiędzy wartością opałową a ciepłem spalania jest nieznaczna [12].

3. Biologiczne metody przetwarzania odpadów

Razem ze wzrostem ilości odpadów pojawiają się nowe metody, które mają na celu przetworzenie odpadów i uzyskanie z nich wtórnego produktu przeznaczonego do wykorzystania w różnych dziedzinach przemysłu. Duże znaczenie w gospodarce odpadami ma ich biologiczne przetwarzanie. Podczas tego procesu wykorzystywane są mikroorganizmy w celu rozkładu biodegradowalnych odpadów.

Jak podaje Główny Urząd Statystyczny na rok 2012 zostało wytworzonych 9580900 Mg odpadów komunalnych, głównym pochodzeniem tych odpadów były gospodarstwa domowe (ok.71.5%). Jedynie 1128200 Mg (stanowi to niecałe 12% wszystkich odpadów) zostało poddanych biologicznym procesom przetwarzania [9].

Typy odpadów nadających się do biologicznych procesów przetwarzania:

1) biodegradowalna frakcja komunalnych odpadów stałych (MSW), są to odpady kuchenne i odpady „zielone” pochodzące z parków i ogrodów, jak również frakcja papierowa, która w większości składa się z przetworzonego materiału biologicznego, podobnie jak część odpadów tekstylnych, które składają się z włókien naturalnych,

2) inne odpady biodegradowalne, które mogą być przekształcane biologicznie:

- a) handlowe odpady żywnościowe
- b) odpady z leśnictwa
- c) odpady rolnicze
- d) odpady z przemysłu przetwórstwa zwierząt i napojów
- e) osad ściekowy.

Wszystkie odpady biologiczne ulegają biodegradacji w obecności tlenu, a większa część ulega biodegradacji beztlenowej, wyjątkiem są odpady zawierające ligninę. Żeby doprowadzić ligninę do rozkładu beztlenowego, należy przeprowadzić hydrolizę termiczną [22].

Metodami biologicznego przetwarzania odpadów są: tlenowe przetwarzanie odpadów (kompostowanie) i beztlenowe przetwarzanie odpadów (fermentacja metanowa- metanogeneza) lub też ich kombinacja [3,15,17]. Przyworska podaje również, że nie wszystkie odpady mogą podlegać fermentacji metanowej [15].

3.1. Beztlenowe przetwarzanie odpadów – fermentacja

Fermentacja beztlenowa jest to kontrolowany rozkład biologiczny odpadów organicznych w warunkach niedoboru tlenu przez mikroorganizmy (w tym także bakterie metanowe), w celu wytworzenia biogazu (biogaz oznacza mieszaninę dwutlenku węgla, metanu, gazów śladowych) i materiału przefermentowanego (fermentat jest to półstały lub ciekły produkt fermentacji beztlenowej) [3,17,22].

Beztlenowe przetwarzanie odpadów można podzielić na 5 faz:

Faza 1 – w której zachodzi proces hydrolizy, w które to związki organiczne takie jak: białka, węglowodany, tłuszcze zostają przekształcone w aminokwasy, monocukry oraz kwasy tłuszczowe.

Faza 2 – faza kwaśna (acidogeneza), w której to produkty z Fazy 1 (aminokwasy, monocukry, kwasy tłuszczowe) są przekształcane w lotne kwasy tłuszczowe (metanowy, etanowy, propanowy), alkohole (etanol, metanol), aldehydy oraz produkty gazowe (ditlenek węgla, wodór).

Faza 3 – octanogeneza, w której to przy udziale bakterii acetogennych, etanol i lotne kwasy tłuszczowe przechodzą do octanów oraz CO_2 i H_2 .

Faza 4 – zachodzi faza metanogenezy, w której to powstanie metan z substratów wcześniejszych faz. Należy zauważyć, że jest to faza, w której zachodzi stabilizacja gazów: ditlenek węgla- 40%, metan- 60%, lotne kwasy tłuszczowe min. 5%,

Faza 5 – celuloza, która w fazie metanogenezy była miarowo rozkładana, zostaje w tym procesie całkowicie rozłożona, co powoduje zerową zawartością metanu oraz ditlenku węgla zaś tlen i azot pozostają w takich samych proporcjach jak w atmosferze [3].

Ważny jest również substrat, który zawiera odpowiednią ilość biogennych substancji organicznych. Tak, więc odpady np.: antybiotyki, środki dezynfekujące, metale ciężkie oraz sole mają działanie hamujące na produktywność bakterii potrzebnych do fermentacji. Najlepszymi substratami do fermentacji beztlenowej są odpady, które zawierają miękką strukturę, są to odpady kuchenne oraz roślinne [4].

Jak zaznaczono wcześniej produktami końcowymi biologicznego przetwarzania odpadów metodą beztlenową jest biogaz oraz kompost.

Niestety biogaz pochodzący z metody beztlenowej zawiera dużo siarkowodoru, węglowodorów chlorowcowo-pochodnych, które mogą być usuwane przez sorpcję na węglu aktywnym. Również przed wtłoczeniem gazu do publicznej sieci gazowej, należy ten gaz wzbogacić w metan. Dlatego najlepiej wytwarzać energię z biogazu w instalacjach skojarzonych. Kompost, jako produkt metody beztlenowej jest poddawany również zabiegom

uzdatniającym go do użytku zewnętrznego, ponieważ przy fermentacji nie występuje odpowiednia likwidacja bakterii chorobotwórczych [4].

Można rozróżnić 3 warianty metody fermentacji, są to:

- fermentacja na sucho,
- jednostopniowa fermentacja na mokro,
- dwustopniowa fermentacja na mokro.

W zastosowaniu wariantu fermentacji na sucho, rozróżnia się również 3 systemy:

system VALOGRA, w którym to systemie oddziela się z odpadów komunalnych frakcję lekką od złomu oraz zanieczyszczeń ciężkich. Następnie frakcję drobną przetłacza się bezpośrednio do komory fermentacji, zaś grubą dostarcza się tam po rozdrobnieniu. Odpady, które znajdują się w komorze fermentacyjnej rozcieńcza się wodą technologiczną do zawartości ok. 30% suchej masy. Fermentacja trwa około 3 tyg. w warunkach mezofilnych,

system DRANCO, jest bliźniaczą wersją systemu VALOGRA, w tym systemie poddaje się fermentacji nie nadający się do recyklingu papier oraz odpady biologiczne w temperaturze 55°C,

system KOMPOGAS, w którym to odpady przechodzą ręczne sortowanie, rozdrabnianie trafiają do zbiornika buforowego, w którym to zachodzi ogrzewanie odpadów w procesie tlenowym. Podobnie jak w systemie VALOGRA substrat o zawartości suchej masy ok. 30% zostaje przetransportowany do komory fermentacyjnej, w której to w ciągu 15-20 dni materiał fermentuje produkując biogaz i pofermentat.

Fermentacja jednostopniowa na mokro jest to fermentacja, w której to odpady są rozdrabniane i uwadniane do 15% suchej masy, podczas procesu uwadniania usuwane są frakcje ciężkie i pływające, a pozostałość jest fermentowana przy ciągłym mieszaniu ok. 14 dni (metoda SOLIDIGEST).

Dwustopniowa fermentacja na mokro charakteryzuje się tym, że przed komorą fermentacyjną ustawiono reaktor do hydrolizy, dzięki czemu trudno rozkładalne substancje organiczne są rozkładane przed mikroorganizmy zakwaszające oraz hydrolizujące. Substancje stałe pozostałe w reaktorze hydrolizy zostają przeznaczone do kompostowania. Warto zaznaczyć, że przy dwustopniowej fermentacji na mokro prowadzi do wyższej zawartości metanu w biogazie oraz daje stabilniejszy przebieg procesu biologicznego przy trudno rozkładalnym substracie [4].

Warto zaznaczyć, że metody beztlenowe są nieuciążliwe dla mieszkańców sąsiadujących z takim zakładem biologicznego przetwarzania odpadów.

3.2 Tlenowe przetwarzanie odpadów – kompostowanie

Kompostowanie jest to tlenowy proces rozkładu substancji organicznych (pochodzenia komunalnego, przemysłowego i rolniczego) z udziałem mikroorganizmów zachodzący w warunkach niskotemperaturowych [4,15,17].

Tlenowe przetwarzanie odpadów odbywa się w 3 fazach:

Faza 1 – mezofilna, w której to w temperaturze do 45°C występuje rozmnażanie się bakterii mezofilowych.

Faza 2 – termofilna, gdzie w temperaturze 45- 55°C występuje duża szybkość namnażania się bakterii termofilowych, spotyka się czasem przypadki wzrostu temperatury do 100°C spowodowane reakcjami takimi jak: piroliza, przez co występują uszkodzenia mikroorganizmów i skutkują zwolnieniem procesów biologicznych mimo dobrego chłodzenia, przez co można wyciągnąć błędne wnioski na temat przebiegu kompostowania.

Faza 3 – jest to faza chłodzenia, gdzie temperatura spada poniżej 45°C, co owocuje wzrostem bakterii mezofilowych, jak i również promieniowce (typowe dla kompostu dojrzałego) [4,6,15].

Podobnie jak w beztlenowym przetwarzaniu odpadów ważny jest materiał dostarczany do kompostowania. Najlepszymi odpadami będą odpady: biologiczne (z selektywnego gromadzenia odpadów), z ogrodów i parków, komunalnopodobne odpady z rzemiosła i przemysłu, organiczne pozostałości z przemysłu spożywczego, osad z oczyszczalni ścieków[4].

Emisja zanieczyszczeń kompostowni jest niewielka i łatwa do zwalczania. Ciekłe pozostałości z kompostowni (odcieki z przyzmu, zanieczyszczone wody opadowe), charakteryzują się zanieczyszczeniami organicznymi i wysoką zawartością soli, muszą być oczyszczane lub ponownie wdrażane do procesu kompostowania. Należy skupić się na obciążeniu środowiska substancjami odorotwórczymi (biogennymi i abiogennymi), które są rozprzestrzeniane już przy dostawie odpadów, jak i podczas przerzucania przyzmu. Można je zwalczać poprzez spalanie powietrza odlotowego, adsorpcję na węgla aktywnym (podobnie jak w przypadku gazów w metodzie beztlenowej)[4].

Przy każdej metodzie kompostowania należy odpowiednio przygotować odpady do procesu poprzez usunięcie materiałów utrudniających przebieg kompostowania.

Technologie kompostowania można podzielić na 2 metody:

a) metody dynamiczne, które charakteryzują się pracą ciągłą i napowietrzaniem kompostu, co powoduje lepszą homogenizację kompostu

b) metody statyczne, gdzie odpady nie są przemieszczane, a napowietrzanie występuje w sposób sztuczny.

Metody dynamiczne należy podzielić na:

- bębny kompostujące, w których to nie trzeba wcześniej rozdrabniać materiału kompostowanego (rozdrabnianie następuje w skutek ruchu obrotowego i wbudowanych w bęben elementów rozdrabniających). Dzięki dodaniu osadów ściekowych można polepszyć mieszanie oraz proces homogenizacji. W zależności od prędkości mieszania i napowietrzania proces kompostowania może trwać do 17 dni,
- pionowe bioreaktory bezpółkowe, gdzie materiał wsadowy jest wstępnie rozdrobniony oraz wymieszany, ale po 4-6 dniach przebywania w bioreaktorze nie jest wystarczająco skompostowany, w konsekwencji tego trzeba go dodatkowo odpowiednio przemieszczać i napowietrzyć,
- pionowe bioreaktory półkowe, rozkład materiału przebiega cienkimi warstwami poprzez urządzenie transportowe i odpowiednie otwory spada na kolejne, niższe kondygnacje bioreaktora, dzięki czemu jest dobrze wymieszany, a za napowietrzenie odpowiadają otwory w ścianach bocznych gdzie ruch powietrza występuje z góry na dół. W ciągu 2 dni kompost jest zhygienizowany. Znaczną wadą w tego typu wieżach kompostujących jest ścieranie się ramion urządzenia transportowego.

W metodach statycznych kompostowanie występuje w:

- przyzmach, gdzie występuje problem napowietrzania materiału kompostowanego. W takim przypadku przyzmy muszą być przerzucane lub co jakiś czas napowietrzane, aby nie rozmnażały się bakterie, które mogą spowalniać kompostowanie. Również należy odpowiednio zadaszyć przyzmę, aby uniknąć zbyt dużej wilgotności wskutek opadów atmosferycznych oraz również odwodnić przyzmę, aby w sposób kontrolowany ujmować odcieki z tego typu kompostowania. W zależności od przerzucania i napowietrzania czas kompostowania w przyzmach może trwać od 7 do 25 tygodni,
- formie kompostowania w brykietach (metoda Brikollare), polega na kompostowaniu w niewielkich przyzmach odpadów biologicznych i masy zielonej. Ta metoda trwa ok. 5-6 tygodni i po tym czasie kompost jest zhygienizowany oraz posiada zawartość wody w granicach 30- 40%,

- biokontenerach, gdzie na pierwszy plan jest wysunięta kontrola przebiegu kompostowania, gdzie założeniem koniecznym jest dobre wymieszanie odpadów, a dopiero później dbałość o wilgotność, nawożenie oraz wzbogacenie materiału w substancje biogenne. Kompostowanie w tej formie trwa do 14 dni, i jest kompostowaniem wstępnym, które musi być dokończony w pryzmach [4,6,15].

Biologiczne metody przetwarzania odpadów są dziś bardzo ważnym aspektem gospodarki, przetwarzanie odpadów biodegradowalnych poprzez metody tlenowe i beztlenowe można wykorzystać w energetyce, ogrodnictwie, rolnictwie, rekultywacji terenów zdegradowanych, zwalczaniu erozji gleb.

4. Podsumowanie

Odpady organiczne są wytwarzane przez całe życie człowieka. Wzrastająca ilość wytwarzanych odpadów powoduje rozwój technologii, które mają na celu bardziej efektywne wykorzystywanie odpadów niż powszechnie stosowane składowanie. Biomasa odpadowa jest cennym materiałem, z którego po przetworzeniu uzyskujemy produkty o wysokiej wartości energetycznej czy właściwościach użyźniających glebę.

Stan wiedzy i metody przetwarzania odpadów, które są obecnie znane, pozwalają wykorzystywać procesy biologiczne i termiczne, aby przetworzyć biomasę odpadową w cenne biopaliwa. Szeroki zakres metod pozwala na przekształcanie różnych bio-odpadów i w ten sposób zwiększyć ilość energii pozyskiwanej z odnawialnych źródeł energii oraz zmniejszyć ilość odpadów ciągle pozostających na składowiskach.

Wzrastająca świadomość ochrony środowiska wymusza postęp techniczny w dziedzinie gospodarki odpadami i rozwijanie metod przekształcania biomasy odpadowej, aby znacznie zmniejszyć zanieczyszczenie środowiska spowodowane przez odpady.

Termiczne i biologiczne metody unieszkodliwiania odpadów są dobrą odpowiedzią na konwencjonalne składowiska odpadów. Dzięki takim metodom można zmniejszyć objętość bezużytecznych już odpadów w bezpieczny dla środowiska sposób, jak również wykorzystać produkty (biogaz, biowęgiel, kompost) w innych sektorach gospodarki (energetyka, rolnictwo, ogrodnictwo).

W zależności również od metody unieszkodliwiania odpadów, należy takie odpady przygotować do procesów zachodzących w danej metodzie.

Przy doborze metody przekształcania odpadów, niezależnie czy jest to metoda termiczna czy biologiczna, należy wziąć pod uwagę przede wszystkim:

- odpowiednią lokalizację (w tym akceptację społeczeństwa),
- zbyt produktu finalnego,
- ilość oraz rodzaj odpadów do przetworzenia,
- opłacalność inwestycji.

Została przedstawiona w artykule specyfika poszczególnych procesów przetwarzania odpadów organicznych. Pozwala ona zrozumieć, jakim przekształceniom ulega biomasa odpadowa zarówno w procesach termicznych jak i biologicznych.

Literatura:

1. Bergman, P.C.A., Boersma, A.R., Zwart, R.W.H., Kiel, J.H.A., 2005. *Development of torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations "biocoal"*, ECN Report, ECN-C-05-013.
2. Bergman P.C.A., Kiel J.H.A., *Torrefaction for biomass upgrading*, Energy research Centre of the Netherlands (ENC), Unit ENC Biomass.

3. Biernat K., Dziołak P., Samson- Bręk I.: Technologie energetycznego wykorzystania odpadów. *Studia Ecologiae et Bioethicae*, issue: 2/2011, pages: 103- 129
4. Bilitewski B., Hardtle G., Marek K.: *Podręcznik gospodarki odpadami. Teoria i praktyka*. 2006 Warszawa, ISBN: 83-919449-8-0
5. Bonder L., Mirosz M., *Przegląd technologii zgazowania biopaliw stałych*, Instal, Nr 11, 2007, Str. 10-17 [7 Bonder]
6. Czekala W., Grzelak M., Rodriguez Carmona P.C., Witaszek K.: Instalacje do przemysłowego kompostowania bioodpadów: wady i zalety. *Technika Rolnicza Ogrodnicza i Leśna*, 2/2013.
7. Czop M., Królikowska D., Kubik M., Siudra P.: Badanie podstawowych właściwości nawozowych odpadów kuchennych. *Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska*, 2012, Vol. 14, Nr 4, 95-102.
8. Dreszer K., Więclaw-Solny L., *Produkcja paliw silnikowych z węgla poprzez zgazowanie i syntezę Fischera-Tropscha*, Polityka energetyczna, Tom 10, Zeszyt specjalny 2, 2007, Str. 189-201. [10Dreszer 2007]
9. Główny Urząd Statystyczny 2013: *Infrastruktura komunalna 2012*, Warszawa.
10. Grecka K., 2008. Produkcja pelet z biowęgla – przykład z Holandii, *Czysta Energia*, 80:40.
11. Hernández J.J., Ballesteros R., Aranda G., *Characterisation of tars from biomass gasification: Effect of the operating conditions*, *Energy*, Nr 50, 2013, Str. 333-342, Elsevier.
12. Jakubiak M., Kordylewski W., *Toryfikacja biomasy*, Politechnika Wrocławska
13. Kordylewski W., Tatarek A., *Wybrane właściwości toryfikatów z krajowych i importowanych biomas*, *Archiwum Spalania*, Vol. 12, 2012, Nr 3, Str. 109-116.
14. Kotowicz J, Bartela Ł., *Energetyczne wykorzystywanie biomasy drzewnej – przegląd technologii*, *Rynek Energii*, Nr 6, 2007 [8 Kotowicz]
15. Lewandowski W.M., Radziemska E., Ryms M., Ostrowski P. *Nowoczesne metody termocemicznej konwersji biomasy w paliwa gazowe, ciekłe i stałe*, *Proceedings of ECOpole*, Vol. 4, No. 2, 2010 [3 Lewandowski 2010]
16. Lewandowski W.M., Ryms M., Meler P, *Termiczno-chemiczna piroliza do biopaliw ciekłych i gazowych, jako metoda podnoszenia sprawności konwersji energii biomasy*, *NAFTA-GAZ*, 2010, Str. 675-680, Gdańsk. [5 Lewandowski 2010]
17. Ministerstwo Środowiska Departament Gospodarki Odpadami, *Wytyczne dotyczące wymagań dla procesów kompostowania, fermentacji i mechaniczno- biologicznego przetwarzania odpadów (według stanu prawnego na dzień 15 grudnia 2008)*, Warszawa, 2008.
18. Piecuch T., *Termiczna utylizacja odpadów*, Śródkowo-Pomorskie Towarzystwo Naukowe Ochrony Środowiska.
19. Przywarska R.: Nowe technologie biologicznego unieszkodliwiania odpadów. Kompostowanie odpadów- dobry interes czy uciążliwa konieczność?, konferencja w Osieczanach k. Krakowa 19- 21.09.2001.
20. Rosik-Dulewska C., *Podstawy gospodarki odpadami*, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2010, Warszawa. [11 Rosik-dulewska]
21. Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów z dnia 21 marca 2002 r. z późniejszymi zmianami (Dz.U. 2002 nr 37 poz. 339 z póź. zmianami →Dz.U. 2010 nr 61 poz. 380)
22. Saveyn H., Eder P.: Kryteria dla odpadów biodegradowalnych poddawanych obróbce biologicznej (kompost i fermentat): Propozycje techniczne. IPTS Hiszpania 2013.
23. Stelt M.J.C., Gerhauser H., Kiel J.H.A., Ptasiński K.J., *Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review*, *Biomass and Bioenergy*, Nr 35, 2011, Str. 3748-3762, Elsevier.
24. Środa K., Kijo-Kleczkowska A., Otwinowski H., *Termiczne unieszkodliwianie osadów ściekowych*, *Inżynieria Ekologiczna*, Nr 28, 2012, Str. 67-81. [9 Środa]
25. Ustawa o odpadach z dnia 14 grudnia 2012 roku

26. Werle S., Wilk R.K., *Otrzymywanie paliwa gazowego na drodze zgazowania osadów ściekowych*, Rynek Energii, Nr 4, 2012 [4 Werle 2012]
27. Verhoeff, A. Adell i Arnuelos, A.R. Boersma, J.R. Pels, J. Lensselink, J.H.A. Kiel, H. Schukken, (2011) Torrefaction Technology for the production of solid bioenergy carriers from biomass and waste. ECN-E-11-039.

XI. Analiza matematyczna efektywności procesów uzyskania biogazu z odpadów rolniczych

Paweł Świsłowski¹, Antonina Kalinichenko²;

¹ student 2 roku, kierunek – odnawialne źródła energii, Uniwersytet Opolski

² prof. dr hab., Samodzielna Katedra Inżynierii Procesowej, Uniwersytet Opolski (Polska); Katedra Systemów Informacyjnych i Cybernetyki Ekonomicznej, Połtawska Państwowa Akademia Rolnicza (Ukraina), Samodzielna Katedra Inżynierii Procesowej, ul. Dmowskiego 7-9, 45-365 Opole, Poland, tel.: +48 77 401 67 00, email: akalinichenko@uni.opole.pl, spajo5@gmail.com

Streszczenie

Celem pracy badawczej było przeprowadzenie analizy dla imitacji i opracowania różnych trybów wykorzystania biogazowni rolniczej w niejednorodnych warunkach wejściowych. Przedstawiony model pozwala zoptymalizować procesy wytwarzania biogazu w zależności od rodzaju i ilości wsadu oraz zapotrzebowania na energię cieplną i elektryczną. Stworzenie takiego modelu jest niezwykle użyteczne na etapie projektowania biogazowni oraz przy podjęciu decyzji o opłacalności takiej inwestycji, wyeksponowaniu jej efektów ekologicznych w odniesieniu do energetyki niekonwencjonalnej.

Słowa kluczowe: biogazownia rolnicza, analiza matematyczna, biogaz, biomasa, odnawialne źródła energii, fermentacja

1. Wstęp

Odnawialne źródła energii (OZE) – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych [1]. Tak brzmi definicja odnawialnych źródeł energii sformułowana przez Prawo Energetyczne. Wśród energetyki niekonwencjonalnej znajduje się również biogaz, który może przynosić wysokie korzyści z jego użytkowania.

Biogaz, inaczej nazywany gazem wysypiskowym, jest produktem beztlenowej fermentacji metanowej związków pochodzenia organicznego. Do tych należeć będą odpady komunalne pochodzenia biologicznego, ścieki, odpady przemysłu rolno-spożywczego, a także odchody (płynne lub stałe) zwierząt (obornik, gnojowica) [2]. Do związków pochodzenia organicznego zaliczyć można również biomasę ulegającą biodegradacji, z produkcji rolnej-substancje pochodzenia roślinnego i zwierzęcego, do których oprócz odchodów zwierząt, zaliczamy słomę i inne odpady produkcji rolniczej oraz odpady organiczne typu kiszonka kukurydzy, trawy. Tego rodzaju pozostałości zostały wyszczególnione ze względu na charakter procesów uzyskania biogazu z odpadów rolniczych.

Instalacją służącą do produkcji biogazu jest biogazownia. Są trzy rodzaje biogazowni: przy oczyszczalni ścieków, do składowania odpadów (przemysłowych, komunalnych) na wysypiskach oraz rolniczej, która stanowi podstawę tego modelu. Indywidualne gospodarstwa rolne oraz duże gospodarstwa hodowlane są źródłem niewykorzystanego energetycznie biogazu, za pomocą którego można poprawić bilans energetyczny danego gospodarstwa rolnego [3]. Z tą myślą powstała analiza komputerowa, która uwzględniła różne warunki, zmienne oraz substraty, pozwala udoskonalić ocenę opłacalności wytwarzania biogazu w biogazowni rolniczej.

Do tej pory powstało wiele rodzajów kalkulatorów [4-5], które pozwalają na wymodelowanie przyszłej efektywności i wydajności danej biogazowni. Jednak wadą tych wzorców jest ich niezmienny algorytm, którego nie można modyfikować, rozszerzać. Jest ograniczony do tych opcji, które zostały w niego wbudowane. Nie ma możliwości korekty bądź zmiany formuł, obliczeń czy też całego algorytmu. Użytkownik jest zdany na wybór,

który został zaprezentowany przez autorów, twórców, a czasem jest on bardzo ograniczony. Niemało jest również opracowań, które w podobny sposób za pomocą wzorów i obliczeń przedstawiają tematykę modelowania wydajności biogazowni [6]. Niemniej jednak, sposób zaprezentowany w artykule poniżej jest inny niż dotychczasowe i stanowi odmienne, nowe i świeże podejście do tego tematu.

2. Analiza efektywności procesów a jej komputerowa realizacja

Przeprowadzenie analizy stanowi symulację i jest próbą odtworzenia rzeczywistego układu, przy użyciu w tym przypadku odpowiedniego programu komputerowego. Największą komplikacją i wadą symulacji jest to, iż zawsze są to założenia teoretyczne, które starają się odwzorować rzeczywistość (co nie zawsze ma miejsce). Dodatkowym problemem w czasie tworzenia modelu komputerowego jest niejednorodność, zmienność warunków wejściowych oraz brak możliwości konkretnego ich scharakteryzowania oraz opisanie.

Ilość wytworzonego biogazu w pełni uzależniona jest od rodzaju i ilości wsadu, który w każdym gospodarstwie rolnym jest inny i stanowi sprawę indywidualną. Dlatego należało opracować model, który sprostałby każdej ewentualności oraz możliwości, która może mieć miejsce. Wzorec ten, został stworzony na potrzeby udoskonalenia efektywności procesów uzyskania biogazu w biogazowni rolniczej, uwzględniający wszystkie prawdopodobne warianty w danym gospodarstwie. W oparciu o niego, można przewidzieć, skalkulować opłacalność inwestycji biogazowni już na etapie jej projektu. Dzięki użyciu odpowiednich formułom i wycizeniom można obliczyć efektywność biogazowni, niezależnie od ilości i jakości substratów wejściowych. Opracowany sposób analizy jest narzędziem, które będzie użyteczne dla małego gospodarstwa rolnego, jak i dla dużego gospodarstwa hodowlanego. Dzięki wykorzystaniu tabeli, zawierającej charakterystykę substratów wraz z potencjałem produkcji biogazu, można przeliczyć bilans energetyczny (energia cieplna i elektryczna w układzie kogeneratywnym) danej biogazowni rolniczej.

Tab. 1. Charakterystyka wybranych substratów wraz z potencjałem produkcji biogazu [7]

Nazwa substratu		Procentowa zawartość s.m. ¹ w Mg substratu, % wsadu k_{sm}	Procentowa zawartość s.m.o. ² w zawartości s.m., % s.m.o. k_{sno}	Produkcja metanu z 1 Mg s.m.o., m ³ /Mg s.m.o., v
Odpady z hodowli zwierzęcej	Gnojowica bydłęca	0,095	0,774	222,5
	Gnojowica świńska	0,66	0,761	301,0
	Gnojowica kurza	0,15	0,755	320,0
	Gnojowica krów mlecznych	0,085	0,855	154,0
	Gnojówka	0,02	0,600	222,5
Odpady po-ubojowe	Osady poflotacyjne z rzeźni	0,14	0,906	680,0
	Zawartość żołądków bydła	0,15	0,84	264,0
	Odseparowana tkanka tłuszczowa	0,34	0,49	700,0
Odpady rolnicze	Słoma	0,87	0,87	387,5
	Trawa	0,11	0,88	587,5
	Kiszonka kukurydzy	0,35	0,87	560,0
	Siano	0,87	0,89	417,9
	Ziemniaki - liście	0,25	0,79	587,5
Przetwórstwo spożywcze	Odpady i resztki owoców	0,45	0,61	400,0
	Odpady i pozostałości warzyw	0,14	0,89	370,0
	Melasa	0,81	0,92	301,6
	Wysłodziny browarnicze	0,20	0,81	545,1
	Wywar pogorzelniany ziemniaczany	0,14	0,89	387,7
	Gliceryna	0,84	0,91	1196,0
	Odpady z produkcji oleju	0,78	0,97	600,0
	Serwatka	0,05	0,86	383,3

Odpady komunalne	Odpady z produkcji serów	0,79	0,94	610,2
	Odpady piekarnicze	0,87	0,97	403,4
	Odpady organiczne komunalne	0,6	0,55	396,8
	Odpady kuchenne i przetworzone artykuły żywnościowe	0,189	0,72	530,0
	Zieleń miejska	0,23	0,88	489,7

¹s.m. – sucha masa, ²s.m.o. – sucha masa organiczna

Powyższa tabela jest podstawą do komputerowej realizacji prowadzonej analizy matematycznej zaprezentowanej poniżej.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	Dzienna ilość biomasy w gospodarstwie														
3	ilość odpadów zwierzęcych														
4			ilość zwierząt (n)	dzienna masa nawozu zwierzęcego (kg)	masa nawozu zwierzęcego						k_{zm}	k_{zmo}	v	V_{biogaz}^d	
5				kg/dobę	t/dobę										
6	bydło	M_1													
7	świnie	M_2													
8	kury	M_3													
9						Suma (M_{dz}):	0								
10	ilość substratów roślinnych														
11			roczna produkcja, t	dzienna ilość	wilgotność	ilość dodawanej wody (przy wilgotności < 70%)	Dzienna masa substratu (masa surowca + masa wody)				k_{zm}	k_{zmo}	v	V_{biogaz}^d	
12	słoma	M_4				M_{w4}	M_{s4}								
13	trawa	M_5				M_{w5}	M_{s5}								
14	kukurydza	M_6				M_{w6}	M_{s6}								
15							Suma: M_{dz}								$\sum V_{biogaz}^d$ m ³
16	dzienna ilość biomasy $M_d =$														
17	ilość nawozu do recyklingu dziennie $G_d = \frac{M_d}{t_{rek} - t_{obsl}} \cdot t_{rek}$														
18				t/dobę	kg/dobę										
19															
20															
21	rozmiały bunkra dla obornika $V_b = \frac{G_d \cdot k_z}{\rho_z}$														
22				m ³											
23	rozmiały komory fermentacyjnej $V_{kf} =$														
24				m ³											
25	osnowa $S_o = \frac{\pi d^2}{4}$														
26				m ²											
27	powierzchnia fermentacyjna $F =$														
28				m ²											
29	Roczna produkcja energii														
30															
31															
32															
33															
34															

Rys. 1. Wygląd arkusza obliczeniowego realizowanego w MS Excel

W przyjętym wariancie, w gospodarstwie rolnym znajdują się trzy rodzaje zwierząt hodowlanych: bydło, świnie oraz kury. Odpadami z produkcji rolnej są: słoma, trawa oraz kiszonka kukurydzy. Dane wejściowe, można zmieniać, w zależności od potencjału zasobów danego gospodarstwa. Przyjęty dla tego wariantu wsad, został w modelowaniu opracowany, na podstawie danych statystycznych GUS-u dla przeciętnego gospodarstwa rolniczo-hodowlanego w Polsce, co do ilości zwierząt hodowlanych przypadających na dane gospodarstwo [8].

3. Symulacja matematyczna

Na początku, przystępując do obliczeń związanych z przyszłą, ewentualną efektywnością danej biogazowni rolniczej, należy obliczyć dzienną (łącną) ilość odpadów rolniczych i zwierzęcych, które powstają w gospodarstwie. Do tego posłuży następujący wzór:

$$M_d = M_{dz} + M_{dR} \tag{1}$$

gdzie: M_d – dzienna ilość biomasy w gospodarstwie (t), $M_{dz} = \sum_{i=1}^3 M_i$ – dzienna ilość odpadów zwierzęcych

(t), $M_{dR} = \sum_{i=4}^6 M_{si}$ – dzienna ilość substratów rolniczych (t).

Do obliczenia dziennej ilości odpadów zwierzęcych każdego rodzaju, zostanie wykorzystany kolejny wzór:

$$M_i = n_i \cdot m_{gi} \quad (i = \overline{1,3}, 1 - \text{bydło}, 2 - \text{świnie}, 3 - \text{kury}) \quad (2)$$

gdzie: n_i – liczba zwierząt, m_{gi} – dzienna masa nawozu zwierzęcego (obornika) (tab. 2 poniżej).

Tab. 2 Dobowa ilość odpadów z różnego rodzaju hodowli zwierzęcej [9]

Nazwa substratu		Dobowa ilość s odpadów z 1 głowy, kg
Odpady z hodowli zwierzęcej	Gnojowica bydłęca	40-50
	Gnojowica świńska	10-15
	Gnojowica kurza	0,005
	Gnojowica krów mlecznych	55
	Gnojówka	1,5

	A	B	C	D	E	F
1	Dzienna ilość biomasy w gospodarstwie					
3	ilość odpadów zwierzęcych					
4			ilość zwierząt (n)	dzienna masa nawozu zwierzęcego (kg)	masa nawozu zwierzęcego	
5					kg/dobę	t/dobę
6	bydło	M_1	25	50	=C6*D6	=E6/1000
7	świnie	M_2	42	15	=C7*D7	=E7/1000
8	kury	M_3	150	0.005	=C8*D8	=E8/1000
9					Suma (M_{sz}): =SUMA(F6:F8)	

Rys. 2. Formuły w dziennej ilości odpadów zwierzęcych

Następnie należy obliczyć dzienną ilość substratów rolniczych, która jest zależna od gospodarstwa indywidualnego (założenie dla przyjętego wariantu). Roczny zapas należy podzielić na ilość dni w roku (365):

$$M_i = \frac{M_i}{365} \quad (i = \overline{4,6}, 4 - \text{słoma}, 5 - \text{trawa}, 6 - \text{kiszonka kukurydzy}) \quad (3)$$

Proces fermentacji odpadów odbywa się przy danej wilgotności substratu (ψ_n), nie mniejszej jak 70 – 80%. Przy ładowaniu do biogazowi biomasy pochodzenia roślinnego lub przy rozliczeniach objętości komory fermentacyjnej, konieczne należy uwzględnić dodatkową ilość wody. Wilgotność substratów zaznaczona jest w tabeli 3. Jeśli wilgotność roślinnych substratów jest <80%, należy dodać wodę. Jeśli wilgotność biomasy wynosi $\geq 80\%$, wody nie trzeba dodawać.

Tab. 3 Wilgotność zwierzęcych i roślinnych substratów [10]

Surowiec	Zawartość wody, (ψ_n) %	Biogaz, m ³ / Mg s.m.o.
Gnojowica bydłęca	86 – 91	300 – 700
Gnojowica trzody (świnie)	90 – 97	200 – 500
Obornik bydła	67 – 87	170 – 350
Obornik trzody (świnie)	65 – 90	210 – 300
<u>Słoma</u>	4 – 27; <u>12</u>	150 – 350
Siano	8 – 14	500 – 580
<u>Kiszonka traw</u>	75 – <u>80</u>	550 – 620
<u>Kiszonka kukurydzy</u>	65 – <u>80</u>	450 – 700
Zboże	65 – 70	550 – 680
Koniczyna	-	445
Trzcina	-	314

Janowic	-	446
Wyłoki owoców	62 – 88	590 – 660
Odpady browarniane	55 – 80	580 – 750
Odpady z gorzelni	72	300 – 700
Melasa z cukrowni	10 – 20	360 – 490
Odpady rzeźnicze	10 – 95	200 – 1200
Padlina drobiu	65	500 – 630
Pióra	75	200
Odpady – tłuszcze	30 – 98	700
Zmieszane odpady komunalne	35 – 45	100 – 200
Odpady kuchenne	50 – 60	150 – 500
Papier	25 – 30	260
Odpady zielone	20 – 75	200 – 500
Liście	20	100 – 300
Osady ściekowe	70 – 80	400 – 600
Odpady z handlu	80 – 85	400 – 600

Z tab. 3 wynika, iż % wody w słomie kształtuje się w przedziale 4 – 27% (dlatego też, należy dodać do niej wody), wilgotność trawy wynosi 75 – 80%, a w kiszonce kukurydzy wilgotność stanowi 65 – 80%. Niech substrat posiada wilgotność na poziomie 80%, a słoma niech będzie o wilgotności ψ_4 wynoszącej 12%.

Należy teraz obliczyć ilość wody, która musi być dodana do roślinnych odpadów. Jeżeli do surowca i z masą M_i oraz z wilgotnością ψ_i , dodać masę wody M_{wi} otrzymamy substrat z masą $(M_i + M_{wi})$ i z wilgotnością ψ_n .

Dla otrzymania substratu z zaznaczoną wilgotności $\psi_n = 80\%$ z surowca i z masy M_i i wilgotności ψ_i , trzeba dodać do niego masę wody M_{wi} .

$$(M_i + M_{wi}) \cdot \frac{\psi_n}{100} = M_i \cdot \frac{\psi_i}{100} + M_{wi} \quad \Rightarrow \quad M_i \cdot \frac{\psi_n}{100} - M_i \cdot \frac{\psi_i}{100} = M_{wi} - M_{wi} \cdot \frac{\psi_n}{100}$$

$$M_{wi} = \frac{M_i \cdot \left(\frac{\psi_n}{100} - \frac{\psi_i}{100} \right)}{1 - \frac{\psi_n}{100}} \quad (4)$$

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
10	ilość substratów roślinnych								
11			roczna produkcja, t	dzienna ilość	wilgotność	ilość dodawanej wody (przy wilgotności < 70%)		Dzienna masa substratu (masa surowca + masa wody)	
12	słoma	M_s	36	=C12/365	0.12	M_{ws}	=D12*(0.8-E12)/(1-0.8)	M_{zs}	=D12+G12
13	trawa	M_t	22.5	=C13/365	0.8	M_{wt}	=D13*(0.8-E13)/(1-0.8)	M_{zt}	=D13+G13
14	kukurydza	M_g	18	=C14/365	0.8	M_{wg}	=D14*(0.8-E14)/(1-0.8)	M_{zg}	=D14+G14
15						Suma:		M_{dz}	=SUMA(I12:I14)

ys. 3. Dzienna ilość odpadów substratów roślinnych oraz wilgotność w ujęciu formuł matematycznych

$$\text{Łączna dzienna ilość substratu: } M_d = M_{dz} + M_{dR} \quad (5)$$

Ilość nawozu naturalnego, do recyklingu w reaktorze dziennie (z uwzględnieniem czasu na obsługę):

$$G_d = \frac{M_d}{t_{rok} - t_{obsl}} \cdot t_{rok} \quad , \quad (6)$$

gdzie: G_d – ilość biomasy, t/dobę, t_{rok} – ilość dni (365), t_{obsl} – czas obsługi reaktora, dni (średnio 15 dni).

Rozmiar bunkra (zbiornika wstępnego) dla obornika, z którego odbywa się ładowanie do biogazowni (komory fermentacyjnej):

$$V_b = \frac{G_d \cdot k_s}{\rho_s} \quad (\text{m}^3) \quad (7)$$

gdzie: ρ_s – gęstość zasypanego substratu, kg/m^3 ($\rho_s = 1020 \text{ kg/m}^3$), k_s – współczynnik uwzględniający zmiany gęstości substratu, w zależności od początkowej zawartości wilgoci ($k_s = 1,5$).

Rozmiar komory fermentacyjnej: $V_{kf} = \frac{(0,7 \dots 0,9)G_d t_f}{\rho_s}$, gdzie t_f – czas fermentacji, dni (30).

Zazwyczaj komory fermentacyjne mają kształt cylindryczny, wysokość do jej średnicy wewnętrznej wynosi $\frac{h}{d}$

$$0,9 \dots 1,3. \text{ Niech } \frac{h}{d} = 1. V_{kf} = \frac{\pi d^2}{4} \cdot h = \frac{\pi d^2}{4} \cdot d \Rightarrow d = \sqrt[3]{\frac{4V_{kf}}{\pi}} \quad (8)$$

Powierzchnia fermentacyjna

$$F = S_b + 2 \cdot S_o \quad (\text{m}^2),$$

gdzie: S_b – obszar powierzchni bocznej komory fermentacyjnej, $S_o = \frac{\pi d^2}{4}$ (m^2); S_o – osnowa komory fermentacyjnej $S_b = \pi \cdot d \cdot h$ (m^2).

Odpowiednią część modelu przedstawiono poniżej (rys 4).

	A	B	C	D	E	F	G	H
18	ilość nawozu do recyklingu dziennie			$G_d = \frac{M_d}{t_{\text{rob}} - t_{\text{zad.}}} \cdot t_{\text{rob}}$	t/dobę	kg/dobę		
19					=D16*365/(365-15)	=E19*1000		
20								
21			$V_b = \frac{G_d \cdot k_s}{\rho_s}$	=F19*1,5/1020	m^3			
22	rozmiary bunkra dla obornika							
23	rozmiary komory fermentacyjnej			=0,8*F19*30/1020	m^3		średnica (d)	=(4*D23/3,14)^(1/3)
24			$S_o = \frac{\pi d^2}{4}$	=PI()*POTEGA(H23;2)/4	boczna powierzchnia	$S_b = \pi \cdot d \cdot h$	=PI()*H23*2	m^2
25	osnowa		m^2					
26								
27	powierzchnia fermentacyjna			=G25+2*C25	m^2			

Rys. 4. Obliczenia rozmiarów biogazowni

Maksymalna wydajność biogazu w najbardziej intensywnych momentach zależy od składu chemicznego biomasy, który jest określony rodzajami odpadów (zwierzęcych lub roślinnych). Tabela 3 przedstawia ilość suchej masy w biomacie [11], jak również procent zawartości suchej masy organicznej do suchej masy substratu. Metan wydobywany jest ze składnika organicznego substratu, dlatego też ilość biogazu zależy od ilości suchej masy organicznego substratu.

$$V_{\text{biogaz}}^d = \frac{\sum (M_i \cdot k_{i,sm} \cdot k_{i,smo} \cdot v_i)}{K} \cdot Z \quad (9)$$

gdzie: V_{biogaz}^d – codzienna wydajność biogazowni (m^3), M_i – łączna ilość i -tego rodzaju odpadów ($i = \overline{1,6}$) (kg), $k_{i,sm}$ – procentowa zawartość s.m. w Mg substratu (tab. 2), $k_{i,smo}$ – procentowa zawartość s.m.o. w s.m.,

Z – stan rozkładu materii organicznej. Zwiększenie czasu fermentacji do zakończenia procesu rozkładu jest niezasadnione ekonomicznie, ponieważ wymaga znacznego zwiększenia objętości komory fermentacyjnej $Z = 0,3$; K – współczynnik rozpuszczalności biogazu (1,1 – 1,5), v_i – produkcja metanu z 1 Mg s.m.o. ($\text{m}^3/\text{Mg s.m.o}$) (tab. 2).

	J	K	L	M	N
1					
3					
4					
5	k_{sm}	k_{smg}	v	V_{biogaz}^d	
6	0.095	0.774	222.5	=F6*J6*K6*L6*0.3/1.14	
7	0.66	0.761	301	=F7*J7*K7*L7*0.3/1.14	
8	0.15	0.755	320	=F8*J8*K8*L8*0.3/1.14	
9					
10					
11	k_{sm}	k_{sm}	v	V_{biogaz}^d	
12	0.87	0.87	387.5	=D12*J12*K12*L12*0.3/1.14	
13	0.11	0.88	587.5	=D13*J13*K13*L13*0.3/1.14	
14	0.35	0.87	560	=D14*J14*K14*L14*0.3/1.14	
15	dzienna ilość biogazu			=SUMA(M12:M14)+SUMA(M6:M8)	$\sum V_{biogaz}^d$ [m ³]

Rys. 5. Produkcja dziennej ilości biogazu w modelu

Objętość zbiornika gazu biorą w rozliczeniu 3^{ch} objętości dobowego wyjścia gazu $V_{kg} = 3 \cdot V_{biogaz}^d$. Roczna produkcja biogazu $V_{biogaz}^{rok} = V_{biogaz}^d \cdot (365 - 15)$

Kolejnym krokiem jest obliczenie ilości energii cieplarnianej, potrzebnej do podgrzania biomasy.

$$Q = c_g \cdot G \cdot \Delta t \quad (10)$$

gdzie: Q – energia cieplna dla ogrzewania komory fermentacyjnej do temperatury fermentacji (kWh- 30°C),

G – ilość substratu, przechodzącego przez bioreaktor dziennie (kg), Δt – różnica temperatur w komorze fermentacyjnej i powietrzu (°C), c_g – ciepło właściwe płynnego gnoju (0,00087 kWh/°C).

Dla ułatwienia obliczeń, zakłada się, że średnia temperatura w porze letniej (245 dni – 15 dni remontu) jest średnio 20°C, w porze zimowej $\pm 5^\circ\text{C}$ (120 dni):

$$\text{zimna pora roku } \Delta t_{zima} = 30 - 5 = 25^\circ\text{C, dziennie: } Q_{zima}^d = c_g \cdot G_d \cdot \Delta t_{zima}$$

$$\text{wtedy za cały okres } Q_{zima} = Q_{zima}^d \cdot 120$$

$$\text{w ciepłym okresie } \Delta t_{lato} = 30 - 20 = 10^\circ\text{C, dziennie: } Q_{lato}^d = c_g \cdot G_d \cdot \Delta t_{lato}$$

$$\text{wtedy za cały okres } Q_{lato} = Q_{lato}^d \cdot (365 - 120 - 15)$$

$$\text{Roczna ilość energii cieplnej do ogrzewania biomasy wynosi: } Q_{rok} = Q_{zima} + Q_{lato}$$

Następnie określa się ilość biogazu wymaganego do dogrzewania biomasy: $V_{dogr}^{rok} = \frac{Q_{rok}}{q \cdot \eta}$ (11)

gdzie: V_{dogr}^{rok} – ilość biogazu wymaganego do ogrzewania biomasy (m^3), Q_{rok} – całkowita ilość energii cieplnej wymaganej do podgrzania biomasy, q – wartość opałowa biogazu ($9,6 \text{ kWh}/m^3$), η – sprawność systemu (0,97).

Biogaz towarowy – łączna ilość wyprodukowanego biogazu minus ilość biogazu na potrzeby własne biogazowni (ogrzewanie substratu):

$$V_T^{rok} = V_{biogaz}^{rok} - V_{dogr}^{rok} \quad (12)$$

	H	I	J	K	L	M	N	O	
16									
17		Objętość zbiornika gazu	=M15*3	m^3		Δt	ilość dni	C_p	
18					zima	25	120	0.00087	
19		produkcja biogazu za rok	=M15*(365-15)	m^3	lato	10	=365-N18-15		
20									
21		Energia cieplarna potrzebna do ogrzania biomasy							
22			zima	$Q_{zimad}^{zimad} =$	=M18*SO\$18*\$F\$19		$Q_{zimad}^{zimad} =$	=L22*N18	kWh
23			lato	$Q_{latod}^{latod} =$	=M19*SO\$18*\$F\$19		$Q_{latod}^{latod} =$	=L23*N19	kWh
24				Suma:			$Q_{Trok}^{Trok} =$	=SUMA(N22:N23)*1000	MWh
25									
26				ilość biogazu do ogrzania biomasy	$V_{dogr}^{rok} =$	=N24/(9.6*0.97)*1000	m^3		
27				Biogaz towarowy	$V_T^{rok} =$	=J19-M26	m^3		

Rys. 6. Roczna produkcja biogazu

Następnym etapem przy dokonywaniu obliczeń efektywności biogazowni jest obliczenie rocznej produkcji energii:

Teoretyczna ilość energii do wytwarzania: $Q_T^{rok} = V_T^{rok} \cdot q$, (13)

Teoretyczna moc cieplna w układzie kogeneracyjnym-

Sprawność cieplna w kogeneracji 43%, a $P_t = 0,43$. $Q_{cieplo}^{rok} = Q_T^{rok} \cdot P_t$ Sprawność elektryczna w kogeneracji 38%, a $P_{el} = 0,38$. $Q_{el}^{rok} = Q_T^{rok} \cdot P_{el}$

Teoretyczna moc elektryczna w układzie kogeneracyjnym-

	A	B	C	D	E	F	G	H
29								
31		Roczna produkcja energii		Teoretyczna ilość energii wytwarzanej	$Q_T^{rok} =$	=M27*9.6*1000	MWh	
33				Teoretyczna moc cieplna w układzie kogeneracyjnym	$Q_{cieplo}^{rok} =$	=H29*0.43	MWh	
				Teoretyczna moc elektryczna w układzie kogeneracyjnym	$Q_{el}^{rok} =$	=H29*0.38	MWh	

Rys. 7. Roczna produkcji energii

Był to ostatni krok w tworzeniu formuł matematycznych zastosowanych w programie komputerowym Microsoft Excel tworzących wzorec komputerowy do zoptymalizowania procesów wytwarzania biogazu. Należy teraz zanalizować, czy przyjęte założenia dla danego gospodarstwa rolnego (wariantu) są opłacalne z punktu ekologicznego w celu założenia biogazowni rolniczej. Można to zobrazować na kolejnym rysunku, dotyczącym otrzymanych wyników rocznej produkcji energii.

	A	B	C	D	E	F	G	H
29		Roczna produkcja energii		Teoretyczna ilość energii wytwarzanej	$Q_T^{rok} =$	126.411	MWh	
31				Teoretyczna moc cieplna w układzie kogeneracyjnym	$Q_{cieplo}^{rok} =$	54.3567	MWh	
33				Teoretyczna moc elektryczna w układzie kogeneracyjnym	$Q_{el}^{rok} =$	48.0361	MWh	
34								

Rys. 8. Otrzymane wyniki dla modelowanego gospodarstwa

Przyjęty rodzaj oraz ilość wsadu w ogólnym rozliczeniu przyniósł wydajność biogazowni na poziomie 126,411 MWh. Według jednej z aplikacji elektronicznych zużycie energii elektrycznej w 2012 r. w miastach na 1 gospodarstwo domowe wynosiło 1,8817 MWh [12]. Z przeliczonych danych wynika, iż energii wytwarzanej przez tę biogazownię rolniczą, starczyłoby dla ~67 rodzin na cały rok.

4. Podsumowanie

Obliczenia przyjęte dla założonego wariantu dowiodły, iż stworzony wzorzec komputerowy oparty o analizę matematyczną jest użyteczny dla skalkulowania efektywności danej biogazowni rolniczej. Przyjęte substraty (w ilości i jakości), dzięki obliczeniom z zaimplementowanymi formułami oprogramowania MS Excel, pozwalają stwierdzić, iż projekt biogazowni z tymi założeniami, nie jest opłacalny dla szerszego grona odbiorców. Zaprezentowany dobór substratów w jakości, jak i ilości przedstawia biogazownię, która służyć może jedynie dla paru lub jednego gospodarstwa domowego. Będzie ona spełniała funkcję dodatkowego, odnawialnego źródła do produkcji energii elektrycznej bądź ciepłej.

Tworzenie formuł w programie Excel z uwzględnieniem powyższej analizy jest proste, co sprawia, że staje się uniwersalne i każdy może je wykonać. Ogół ludzi dzięki szeregowi obliczeń może zanalizować potencjalną opłacalność inwestycji przydomowej biogazowni rolniczej. Szczególnie jest to pomocne grupie rolników, którzy zakładają, planują budowę takiej biogazowni. Każdy z nich samodzielnie może obliczyć, czy dysponując swoimi zasobami, substratami (wsadem), opłaca się budować, inwestować w projekt biogazowni. Konstrukcja obliczeniowa jest elastyczna, co pozwala na wprowadzanie danych wejściowych różnego rodzaju, tak jak zostało to przedstawione w powyższych tabelach. Tworzenie odpowiednich form matematycznych uwzględniających powyższą analizę komputerowo-matematyczną jest wygodne, intuicyjne, a przede wszystkim istnieje możliwość modyfikacji w stosunku do jakości, rodzaju i ilości substratów, którymi dysponuje dane gospodarstwo rolne (hodowlane), a które nie zostały uwzględnione w tym artykule.

Obecnie, symulacja jest na etapie ciągłej optymalizacji, aby usprawnić jego zakres funkcjonowania. W przyszłości, planowana jest jej rozbudowa, aby objąć swoim zasięgiem np. prognozę finansową budowy takiej biogazowni przy wyliczonej, teoretycznej ilości energii wytwarzanej.

Wzorzec ten stanowiący obszerną analizę matematyczną, na podstawie określonych substratów, pozwala na szybki bilans dotyczący inwestycji w biogazownię dla zobrazowania energetycznych korzyści. Jednak struktura tego symulatora pozwala na rozszerzenie jego obszaru działań w przyszłości tak, aby móc ocenić nie tylko zyskowność energetyczną, ale również skalkulować finansowy aspekt budowy biogazowni rolniczej.

Literatura

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz. U. z 2014 r.);
2. Lewandowski W., *Proekologiczne źródła energii odnawialnej*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2001;
3. Romaniuk W., Głuszczyk A., *Utylizacja odpadów i pozyskanie energii w biogazowniach rolniczych*, [w:] *Ekopartner*, nr 9, Warszawa 1999, str. 8-9;
4. BIOGAZ ZENERIS [dostęp: 30 listopada 2014], <http://www.biogaz.com.pl/index.php/kalkulator-biogazowy>
5. BioEnergyFarm [dostęp: 30 listopada 2014], <http://www1.bioenergyfarm.eu/pl/platforma/narzedzia/biogazownie-rolnicze/kalkulator-biogazowni-rolniczych>;
6. Mulka R., Szlachta J., *Stan wiedzy odnośnie modelowania procesów fermentacji anaerobowej*, [w:] Wydział Inżynierii Produkcji i Energetyki, Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, *Inżynieria Rolnicza*, Wyd. Polskie Towarzystwo Inżynierii Rolniczej R. 17, nr 3, t. 1, Kraków 2013, str. 281-290, Biblioteka Nauki [dostęp: 30 listopada 2014], <http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-dba3d05d-fd71-4cd6-b15b-34e6a35b62c7/c>;

7. Curkowski A., Oniszk-Popławska A., *Surowce do produkcji biogazu – uproszczona metoda wydajności biogazowni rolniczej*, [w:] *Czysta Energia* nr 1, Poznań 2010;
8. Główny Urząd Statystyczny Departament Rolnictwa, *Rolnictwo w 2013 r.*, Warszawa 2014, [dostęp: 30 listopada 2014], <http://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rolnictwo-lesnictwo/rolnictwo/rolnictwo-w-2013-r-3,10.html>;
9. PPR.pl. Pierwszy portal rolny. Nawozy organiczne [dostęp: 30 listopada 2014], <http://www.ppr.pl/dzial-nawozy-organiczne-2205.php>;
10. Przewodnik - Biogaz rolniczy. Instytut Ceramiki i Materiałów Budowlanych. Opole, 2010. [dostęp: 30 listopada 2014] <http://www.oze.opole.pl>;
11. BIOGAZ ZENERIS [dostęp: 30 listopada 2014], <http://www.biogaz.com.pl/index.php/terminologia>;
12. mojePaństwo - zestaw aplikacji kontrolujących [dostęp: 30 listopada 2014], http://mojepanstwo.pl/dane/bd1_wskazniki/137,zuzycie-wody-energii-elektrycznej-gazu-gospodarstwach-domowych?d1=1000&d2=1003;

XII. Analiza właściwości paliwowych wybranych odpadów opakowaniowych.

Monika Czop¹, Ewa Błaszczuk¹;

¹ Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Katedra Technologii i Urządzeń Zagospodarowania Odpadów, Monika.Czop@polsl.pl, Ewa.Blaszczuk@polsl.pl, tel. 32 237 21 04.

Streszczenie

Tworzywa sztuczne są bardzo popularnym materiałem dzisiejszych czasów. Najwięcej ich znajduje zastosowanie w sektorze opakowaniowym. Z pewnością jest to spowodowane tym, iż opakowania odgrywają bardzo ważną rolę. Ocenia się, że ponad 95% wszystkich wytworzonych produktów wymaga opakowania, dlatego też zapotrzebowanie w tym sektorze wyraźnie wzrasta. Przewiduje się, że zapotrzebowanie na produkty opakowaniowe na świecie będzie rosło nadal o około 23% w skali roku, a w Polsce nawet o 5%. Wiąże się to z coraz większą ilością odpadów po produktach opakowaniowych z tworzyw sztucznych.

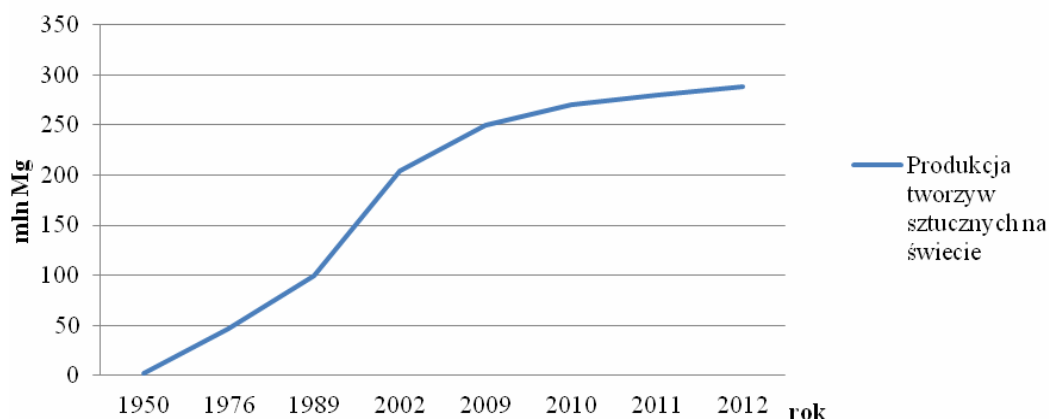
W artykule zaprezentowano podstawowe właściwości paliwowe, badanych odpadów opakowaniowych. Badane odpady pochodzą ze strumienia odpadów komunalnych, które są wykonane z polistyrenu (PS) polipropylenu (PP). Odpady należą do grupy poliolefin, która jest najliczniejsza wśród tworzyw sztucznych.

Słowa kluczowe: tworzywo sztuczne, odpady, poliolefiny, polistyren, polipropylen, właściwości paliwowe.

1. Wstęp

Tworzywa sztuczne można zaliczyć do ważnej i dużej grupy materiałów, które opanowały prawie wszystkie dziedziny codziennego życia. Polimery znalazły zastosowanie przede wszystkim w medycynie, transporcie, budownictwie, meblarstwie, czy elektrotechnice i elektronice. Z tworzyw sztucznych produkowane są również zabawki. Dużą zaletą tworzyw sztucznych jest ich lekkość, odporność na działania substancji chemicznych oraz na korozję. Tworzywa sztuczne można barwić oraz przetwarzać, można także otrzymywać produkty przezroczyste. Produkty z tworzyw sztucznych mają estetyczny wygląd. Z pewnością dlatego produkcja tworzyw sztucznych na świecie z roku na rok wzrasta. Wiąże się to z coraz większą ilością odpadów z tworzyw sztucznych, które są dość problematyczne ze względu na ich długą żywotność. Obecnie w Polsce tylko niewielka część odpadów z tworzyw sztucznych jest poddawana recyklingowi. Pomimo wielu działań ciągle na składowiska trafia znaczna część odpadów polimerowych. Warto się zastanowić, w jaki sposób można efektywnie wykorzystać ten odpad, aby jego ilość się zmniejszyła, a zagospodarowanie przyniosło obopólne korzyści dla społeczeństwa i środowiska.

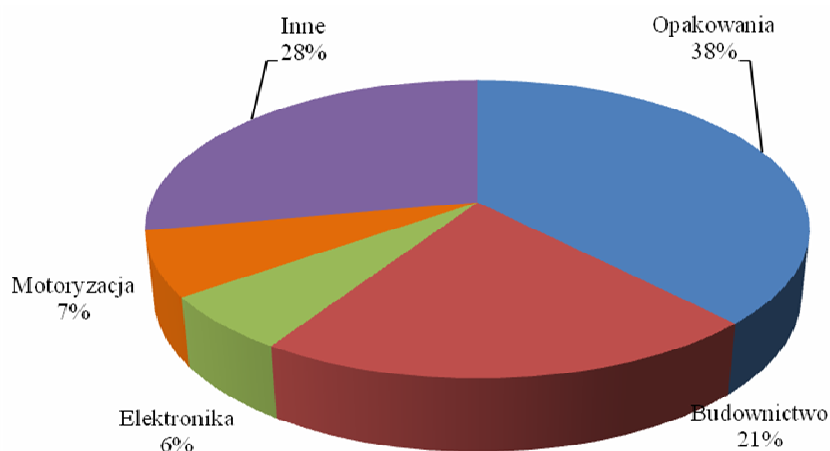
Produkcja tworzyw sztucznych na świecie



Rys. 2.1. Światowa produkcja tworzyw sztucznych w poszczególnych latach. [1]

2. Bilans ilościowy tworzyw sztucznych

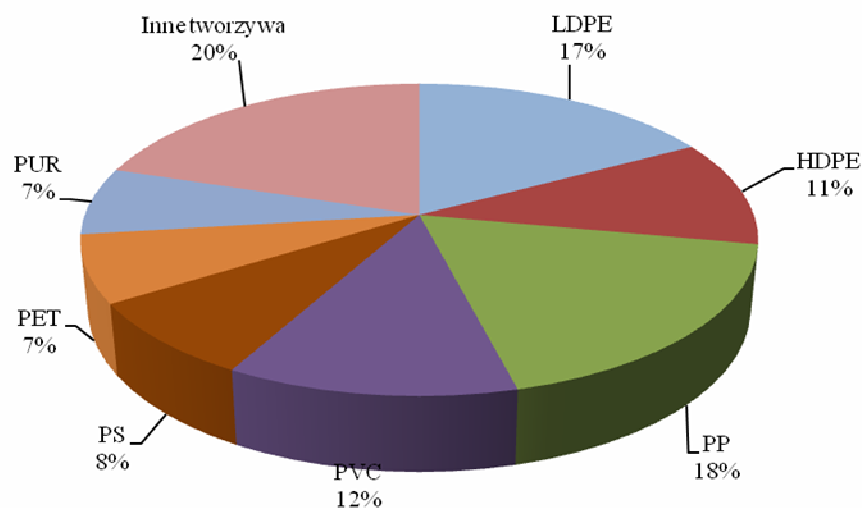
Tworzywa sztuczne odgrywają wielką rolę w dzisiejszym świecie. Jak pokazują statystyki zapotrzebowanie na tworzywa sztuczne jest coraz większe, co wiąże się z coraz większą ilością odpadów polimerowych. Z tego powodu recykling stał się w krajach o dużym stopniu rozwoju przemysłowego ważnym problemem. [1] Badania w tym kierunku zostały wymuszone częściowo przez działania ustawodawcze rządów krajów uprzemysłowionych mające na celu ochronę środowiska naturalnego. [1] Na rysunku 2.1. przedstawiono porównanie zużycia tworzyw sztucznych w poszczególnych segmentach gospodarczych na całym świecie.



Rys. 2.1. Zużycie tworzyw sztucznych na świecie w 2008r. [1]

Jak można odczytać z rysunków największe zużycie przypada na przemysł opakowaniowy, następnie na budownictwo i elektrotechnikę. [1] Spowodowane jest to zamianami standardowych materiałów takich jak: metal, drewno, szkło czy też ceramika na tańsze rozwiązania które wykorzystują polimery.

Największe znaczenie we współczesnej produkcji mają poliolefiny, polichlorek winylu (PVC), politereftalan etylenu (PET). Na rysunku 2.2. przedstawiono schemat udziału produkcji różnego rodzaju tworzyw sztucznych na całym świecie.

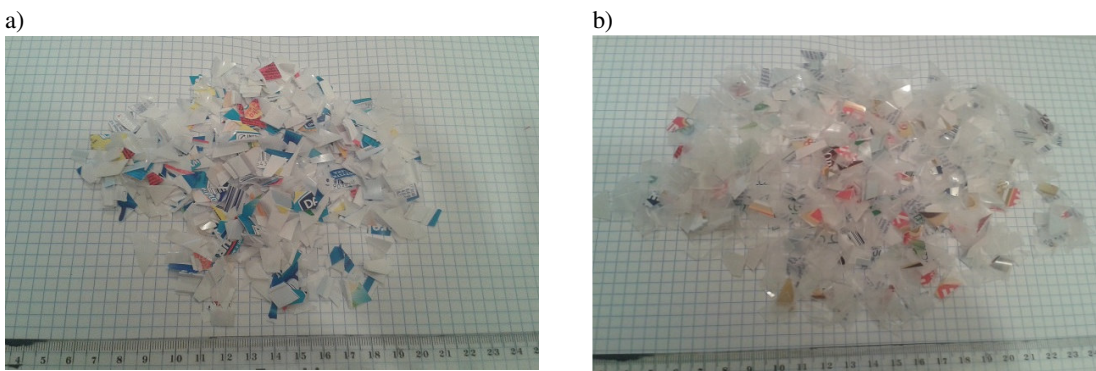


Rys. 2.2. Udział produkcji różnego rodzaju tworzyw sztucznych na całym świecie w 2008r. [1]

3. Metodyka badań

3.1. Charakterystyka badanych odpadów opakowaniowych

Do badań mających określić właściwości paliwowe odpadów opakowaniowych wybrano zmieszane odpady opakowaniowe powszechnie występujące w strumieniu komunalnym wykonane z polistyrenu (PS) oraz zmieszane odpady opakowaniowe wykonane z polipropylenu (PP). Na rysunkach 3.1 i 3.2 przedstawiono wybrane odpady po mechanicznym rozdrobieniu.



Rys. 3.1. Badane mieszane odpady opakowaniowe a) PS-PS b) PP-PP.

3.2. Część doświadczalna

Celem badania było określenie właściwości paliwowych wybranych odpadów opakowaniowych w sektora komunalnego. W tym celu wykonano następujące oznaczenia [13-21]:

- zawartości popiołu;
- wilgotności całkowitej;
- zawartości części lotnych;
- siarki całkowitej Metoda Eschki;
- zawartości węgla i wodoru;
- zawartości chloru z zastosowaniem mieszaniny Eschki;
- zawartości azotu metodą Kjeldahla;
- temperatury zapłonu i palenia – Metoda otwartego tygła Clevelanda;
- ciepła spalania i obliczanie wartości opałowej.

Badania właściwości paliwowych przeprowadzono zgodnie z obowiązującymi normami, a otrzymane wyniki są średnimi arytmetycznymi przeprowadzonych wcześniej oznaczeń [13-21].

4. Wyniki Badań

W tabeli 4.1. przedstawiono wyniki badań, przeprowadzonych w celu określenia właściwości fizyko chemicznych badanych odpadów.

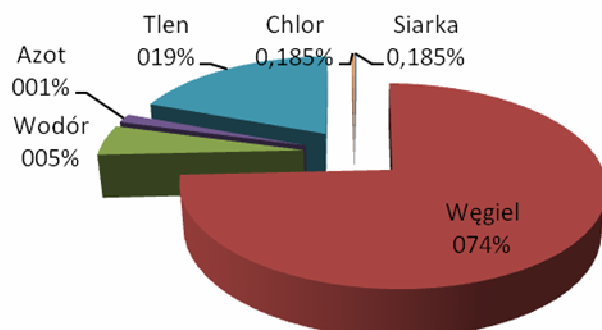
Zawartość wody, czyli wilgotności w paliwie jest bardzo ważnym parametrem pozwalającym określić przydatność tego paliwa na cele energetyczne. Duża zawartość wilgoci powoduje obniżenie wartości opałowej paliwa, wiąże się to z koniecznością ogrzania do odparowania wody, zatem utratą części energii. Zawartość wilgoci w paliwie utrudnia również zapłon. Badane odpady charakteryzują się niską zawartością wody, ich wilgotność jest poniżej 1%. Wartość wilgoci preferowana dla cementowni powinna być mniejsza od 15%.

Tabela 4.1. Analiza fizykochemiczna badanych odpadów z tworzyw sztucznych.

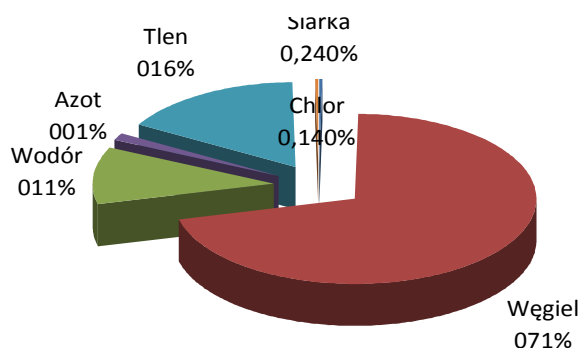
Parametry	Jednostka	Wartość	
		PS-PS	PP-PP
Gęstość nasypowa	kg/m ³	137,6	234,7
Zawartość wilgoci	%	0,64	0,33
Zawartość części palnych	%	97,85	99,98
Zawartość popiołu	%	2,15	0,02
Zawartość części lotnych	%	96,95	99,31
Ciepło spalania	MJ/kg	38,62	46,49
Wartość opałowa	MJ/kg	37,49	44,06

Zawartość części lotnych jest kolejnym ważnym parametrem paliwa, ma on duży wpływ na szybkość spalania jak i zapłon substancji palnej. Badane odpady charakteryzują się dużą zawartością części lotnych, dla mieszaniny odpadów z PS jest to wielkość 96,95%, dla mieszaniny odpadów z PP to 99,31%. Zawartość popiołu określa ilość substancji mineralnych, jaka pozostała po spalaniu paliwa. W składzie popiołu znajdują się metale ciężkie. W przypadku badanych odpadów tylko odpad z mieszaniny PS charakteryzuje się zawartością popiołu na poziomie 2,15%, w pozostałych odpadach wielkość ta jest niższa niż 0,02%. Wymagany poziomu popiołu, w przypadku paliwa alternatywnego dla cementowni, wynosi max. 15%. Ciepło spalania paliwa stałego jest to ilość ciepła wydzielona przy całkowitym i zupełnym spalaniu jednostki masy paliwa i schłodzeniu produktów spalania do temperatury otoczenia przy założeniu, że para wodna zawarta w spalinach ulega skropleniu, z kolei wartość opałowa to ciepło spalania, pomniejszone o ciepło parowania wody wydzielonej i powstałej podczas spalania próbki paliwa [12]. Wartość opałowa jest bardzo ważną cechą każdego paliwa, jest ona zależna od zawartości części palnych oraz od ilości wody zawartej w paliwie. Badane odpady charakteryzują się wysoką wartością opałową, która wynosi powyżej 37 MJ/kg. Jednym z kryteriów jakie powinno spełniać paliwo alternatywne, aby można je było wykorzystać dla cementowni, jest wartość opałowa. Wartość opałowa powinna być większa niż 20 MJ/kg.

Na rysunkach 4.1. oraz 4.2. przedstawiono graficzną prezentację składu elementarnego mieszanin badanych odpadów.



Rys. 4.1. Skład elementarny badanej mieszaniny odpadów z PS-PS.



Rys. 4.2. Skład elementarny badanej mieszanki odpadów z PP-PP.

Na podstawie analizy składu elementarnego stwierdza się, że badane mieszanki odpadów z polistyrenu i poli-propylenu składa się przede wszystkim z węgla. Zawartość tego pierwiastka w badanych próbkach stanowi ponad 70%. Znaczna ilość węgla w paliwie wpływa w dużej mierze na jego wartość opałową. Z kolei zawartość wodoru w paliwie ma wpływ na zapłon paliwa. Zawartość wodoru w paliwie stałym wynosi z reguły kilka procent, w przypadku analizowanych próbek odpadów wartość ta wynosi około 10%. Siarka w paliwach przeważnie wynosi mniej niż 2% i nie ma korzystnego wpływu, ponieważ gdy łączy się z wodą tworzy kwas siarkowy, co z kolei powoduje korozję. W analizowanych mieszaninach odpadów zawartość siarki jest niższa od poziomu 2%. Azot w paliwie stałym również wynosi do 2%, stanowi on tylko balast paliwa. W badanych próbkach odpadów zawartość azotu kształtuje się na poziomie 1,5%. Tlen zawarty w paliwie stałym bierze udział w spalaniu palnych składników, a jego udział dochodzi nawet do 40 % masy palnej. Zawartość tlenu w analizowanych próbkach wynosi ponad 16%. Zawartość chloru w odpadach powinna wynosić mniej niż 1% aby można je było wykorzystać jako paliwo alternatywne w cementowni. Mieszanki obadanych odpadów spełniają ten warunek, ponieważ jego wartość kształtuje się na poziomie poniżej 0,24% .

W tabeli 4.2. przedstawiono zawartość składników agresywnych zawartych w analizowanych odpadach.

Tabela 4.2. Zawartość składników agresywnych dla badanych odpadowych tworzyw.

Parametry	Jednostka	Wartość	
		PS-PS	PP-PP
Zawartość azotu azotanowego	ppm	2,66	6,29
Zawartość siarczanów	ppm	0,01	p.o.
Zawartość chlorku wodoru	ppm	0,03	0,03

gdzie: p.o.- poniżej poziomu oznaczalności

Tabela 4.3. przedstawia wyniki i obserwacje analizy temperatury zapłonu oraz palenia badanych odpadów z tworzyw sztucznych.

Tabela.4.3. Analiza temperatury zapłonu i palenia badanych odpadów.

Odpad	Temperatura przetwórstwa [°C]	Temperatura zapłonu [°C]	Temperatura palenia [°C]	Obserwacje
PS-PS	150	214	230	Temperatura dymienia wynosi 146°C. Przy 241°C odpad zapalił się jednym płomieniem.
PP-PP	80	200	-	Temperatura dymienia wynosi 110°C. Nie odnotowano temperatury palenia.

5. Podsumowanie

Argumentem za tym aby analizowane odpady wykorzystywać jako paliwo alternatywne jest fakt iż zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 7 września 2005 roku w sprawie kryteriów oraz procedur dopuszczenia odpadów do składowania na składowiskach danego typu, składowanie odpadów o ciepłe spalania 6 MJ/kg jest niemożliwe.

Odpady opakowaniowe z tworzyw sztucznych, które poddano analizie pod kątem właściwości paliwowych, mogą jednak znaleźć zastosowanie w produkcji paliw alternatywnych m. in. dla cementowni. Paliwa alternatywne produkowane z odpadów, wykorzystywanych w przemyśle cementowym to duże wyzwanie dla zakładów mechanicznego przetwarzania. Obecnie cementownie ustalają się coraz bardziej rygorystyczne wymogi. Ważnym parametrem jest wartość opałowa, która przekracza minimalne wymagania cementowni, które powinna wynosić > 20 MJ/kg. Badane odpady również posiadają wysokie wartości części palnych, występują one w granicach 97,85 – 99,98%. W wymogach cementowni również ważna jest wilgotność oraz zawartość popiołu. Parametry te powinny mieścić się do 15%. Zawartość wilgoci oraz popiołu w odpadach jest bardzo niska, co pozytywnie wpływa na wykorzystanie odpadów w produkcji paliw alternatywnych. Wśród innych parametrów jakie narzuca cementownia wyróżnia się zawartość siarki, która powinna wynosić do 1,5%. Siarka w paliwach nie ma korzystnego wpływu, ponieważ gdy łączy się z wodą tworzy kwas siarkowy, co z kolei powoduje korozję. W przypadku analizowanych odpadów zawartość siarki jest niższa od poziomu 1,5%.

Na podstawie analizy składu elementarnego stwierdza się, że badane odpady składają się przede wszystkim z pierwiastka węgla. Znaczna ilość węgla w paliwie wpływa w dużej mierze na jego wartość opałową. Z kolei zawartość wodoru w paliwie ma wpływ na zapłon paliwa. Zawartość wodoru w paliwie stałym jak i w badanych odpadach wynosi zaledwie kilka procent. Azot w paliwie stałym również wynosi do 2%, stanowi on tylko balast paliwa. W badanych próbkach odpadów zawartość azotu kształtuje się na poziomie 1,42-1,45%. Tlen zawarty w paliwie stałym bierze udział w spalaniu palnych składników, a jego udział dochodzi nawet do 40 % masy palnej. Zawartość tlenu w analizowanych próbkach wynosi poniżej 20%. Zawartość chloru w odpadach powinna wynosić mniej niż 1% aby można je było wykorzystać jako paliwo alternatywne w cementowni. Badane odpady spełniają ten warunek.

Z kolei na podstawie otrzymanych wyników analizy składników agresywnych można zauważyć śladową zawartość siarczanów w mieszaninach odpadów Zawartość azotu azotanowego mieści się w granicach 2,66-6,29ppm, co z kolei oznacza, że nie został przekroczony poziom dla paliw stałych, który wynosi 30 ppm. Zawartość chloru wodoru kształtuje się na tym samym poziomie w przypadku wszystkich analizowanych odpadów i wynosi 0,03 ppm, co przekracza górną granicę dla paliw stałych, która wynosi 0,1 ppm. Przekroczenie zawartości chloru wodoru może być spowodowane użyciem sztucznych barwników przez producenta opakowań.

Zastosowanie tworzyw sztucznych do produkcji paliw alternatywnych stosowanych w cementowniach ma pozytywne działanie na środowisko naturalne, ponieważ dzięki wykorzystaniu tych paliw można w znacznym stopniu zaoszczędzić paliwa konwencjonalne, a także zminimalizować problem zagospodarowania odpadów. Taki rodzaj wykorzystania odpadów powinien stanowić kluczowy element koncepcji zintegrowanej gospodarki odpadami w rezultacie wejścia w życie Dyrektywy 1999/31/EC w sprawie składowania odpadów.

Literatura

1. Tworzywa sztuczne- 2013, <http://www.plasticseurope.pl/cust/documentrequest.aspx?DocID=59397>, (z dnia 20.10.2014).
2. Błaszczuk E., „Poliolefyny jako stałe paliwo wtórne” Praca magisterska, Gliwice 2014.
3. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001r. o odpadach, Dz. U. z 2001r. Nr 62, poz. 628.
4. Majka T. M., Majka M., Odpady z tworzyw sztucznych jako nowe i tanie komponenty stosowane do wyrobu nanokompozytów polimerowych, studenckie naukowe czasopismo internetowe, www.think.wsiz.rzeszow.pl, ISSN 2082-1107, Nr 4 (12) 2012, s. 60-74 (z dnia 20.10.2014).

5. Czop M., Badania podstawowych właściwości paliwowych odpadów poliolefinowych, *Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska*, vol.15 nr 3 (2013), s.71-80.
6. Stachurek I., „Problemy z biodegradacją tworzyw sztucznych w środowisku”, *Zeszyty naukowe wyższej szkoły zarządzania ochroną pracy w Katowicach*, Nr 1(8)/2012, s.74-108.
7. Hyla I. *Tworzywa sztuczne właściwości-przetwórstwo-zastosowanie*. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2000.
8. Czaja K. *Poliolefiny*. Wyd. Naukowo - Techniczne, Warszawa 2005.
9. Łużny W. *Wstęp do nauki o polimerach*, Uczelniane wydawnictwo naukowo-dydaktyczne, Kraków 1999.
10. Lisińska M., Ucherek M., „*Współczesne opakowania*”, Wyd. Naukowe PTTŻ, Kraków 2003.
11. Korzeniowski A, Skrzypek M., „*Ekologistyka zużytych opakowań*”, Wydawca: Instytut Logistyki i Magazynowania, Poznań 1999.
12. Kotlicki T., *Oznaczanie ciepła spalania węgla za pomocą kalorymetru. Instrukcja do ćwiczenia laboratoryjnego*, Łódź 2007.
13. PN-Z-15008-02:1993 *Odpady komunalne stałe. Badania właściwości paliwowych. Oznaczanie wilgotności całkowitej*
14. PN-Z-15008-03:1993 *Odpady komunalne stałe. Badania właściwości paliwowych. Oznaczanie zawartości części palnych i niepalnych*
15. PN-G-04516:1998 *Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości części lotnych metodą wagową.*
16. PN-G-04523:1992. *Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości azotu metodą Kjeldahla.*
17. PN-ISO 334:1997. *Paliwa stałe. Oznaczanie siarki całkowitej - Metoda Eschki.*
18. PN-ISO 587:2000. *Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości chloru z zastosowaniem mieszaniny Eschki.*
19. PN-73 G-04521 *Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości węgla i wodoru metodą Sheffield.*
20. PN-ISO 1928:2002 *Paliwa stałe. Oznaczanie ciepła spalania metodą spalania w bombie kalorymetrycznej i obliczanie wartości opałowej.*
21. PN-EN ISO 2592:2008P *Oznaczanie temperatury zapłonu i palenia – Metoda otwartego tygla Clevelanda.*
22. Biegańska J., Czekańska Z., Czop M., Kajda-Szcześniak M. ; *Metody analizy w gospodarce odpadami*, Gliwice 2008.
23. Obłój- Muzaj M., Siwierz- Motysiak B., Szabłowska B., „*Polichlorek winylu*”, Wyd. Naukowo techniczne, Warszawa 1997.
24. Ucherek M, „*Opakowania a ochrona środowiska*”, Wyd. Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 2005.
25. http://www.lafarge.pl/Paliwa_alternatywne_ulotka_Stowarzyszenia_Producentow_cementu.pdf, (z dnia 29.04.2014).
26. Biegańska J., Czop M., Kajda-Szcześniak M.; *Gospodarka odpadami niebezpiecznymi*, Gliwice 2010.
27. <http://e-czytelnia.abrys.pl/dodatek-specjalny/2013-4-681/dodatek-specjalny-7878/wytwarzanie-paliw-z-odpadow-dla-cementowni-16173>, (z dnia 01.02.2015).

XIII. Dodatki paliwowe dla paliw stałych

Marek Chyc¹, Grzegorz Kwapniewski², Edeltrauda Helios-Rybicka³;

¹ Śląskie Środowiskowe Studium Doktoranckie, pl. Gwarków 1 40-166 Katowice, mrsch@ilen.pl,

² Grupa Azoty Automatyka sp. z o. o., Kwiatkowskiego 8, 33-101 Tarnów,

³ Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Ochrony Środowiska, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków.

Streszczenie

Na polskim rynku dostępne są dodatki paliwowe stosowane w procesie spalania węgla, jednak niewiele wiadomo o efektach ubocznych ich użytkowania. W niniejszym artykule przedstawiono informacje o możliwości wystąpienia korozji i emisji toksycznych związków w wyniku stosowania komercyjnych dodatków paliwowych. Szczególnie niepożądanymi składnikami handlowo dostępnych produktów są: chlorki, składniki zawierające siarkę i jej związki oraz związki miedzi (II).

Słowa kluczowe: spalanie, sadza, korozja, TZO.

1. Wstęp

Obecnie na polskim rynku dostępnych jest kilka dodatków paliwowych (DP) przeznaczonych dla kotłów węglowych centralnego ogrzewania (C.O.). Podstawowym celem stosowania dodatków paliwowych dla węglowych kotłów małej mocy jest usunięcie sadzy z wymiennika ciepła oraz przewodów dymnych instalacji grzewczej. Osiągnięcie powyższego celu pozwala na zwiększenie sprawności cieplnej wymiennika ciepła, obniżenie temperatury spalin, zmniejszenie zagrożenia wynikającego z pożaru komina, zwiększenie ciągu kominowego. Dbłość o stan techniczny instalacji grzewczej, w tym wyeliminowanie oporów przepływu spalin jakie powoduje sadza zmniejsza groźbę zatruc czadem z nieszczelnej instalacji [1]. Dodatkową zaletą stosowania niektórych dodatków paliwowych jest ograniczenie emisji tlenku węgla (II) do atmosfery. Ograniczenie emisji CO możliwe jest dzięki zdolności ograniczaniu reakcji Boudouarda przez niektóre składniki obecne w dodatkach paliwowych. Niestety wiele dodatków paliwowych ma niewłaściwie dobrany skład chemiczny, co może mieć negatywne skutki dla środowiska oraz dla materiałów konstrukcyjnych kotła i przewodów dymnych. Niektóre dodatki paliwowe ze spalinami wprowadzają do atmosfery nowe zanieczyszczenia. Do takich związków należy zaliczyć między innymi heksamer siarki (S₆).

Różnorodne kompozycje dodatków paliwowych znane były już w XIX wieku. W 1896 roku opatentowano dodatek paliwowy do usuwania sadzy z kotłów węglowych. Opisany dodatek zawierał pył cynkowy, saletrę i siarkę [2]. Również obecnie saletra i siarka to podstawowe składniki wielu komercyjnych dodatków paliwowych dostępnych również w Polsce.

Do najpopularniejszych dodatków paliwowych dostępnych w sprzedaży internetowej i sklepach technicznych w naszym kraju należą: Sadpal, Kalnit, Diavolina, Nitrolen, Flamit, Spalsadz, Anlen. Preparaty te posiadają odmienny skład chemiczny i wykazują zróżnicowaną skuteczność działania. Skład chemiczny stanowi podstawę klasyfikacji dodatków paliwowych. Dostępne w Polsce dodatki paliwowe można podzielić na trzy klasy: dodatki zawierające sole miedzi jako główny składnik aktywny, dodatki zawierające utleniacze, głównie azotany (V) oraz preparaty inhibujące przebieg reakcji Boudouard. Ważnym składnikiem wielu dodatków paliwowych są chlorki, głównie chlorek sodu i chlorek amonu a w USA również chlorek miedzi (II) [2].

Niestety niewiele wiadomo na temat efektów jakie stosowanie dodatków paliwowych wywiera na środowisko, brak informacji dotyczących przyspieszonej korozji w efekcie używania dodatków paliwowych, wreszcie brak wiedzy o możliwości zwiększonej emisji wyjątkowo toksycznych zanieczyszczeń, do których należy zaliczyć persystentne związki organiczne, w tym dioksyny i furany [3].

Celem pracy jest przedstawienie wybranych skutków stosowania popularnych dodatków paliwowych przeznaczonych do stosowania w węglowych kotłach małej mocy.

2. Działanie dodatków paliwowych

Składniki obecne w dodatku paliwowym mogą mieć różnorodne działania. Składniki podstawowe dodatków to najczęściej utleniacze, bądź katalizatory utleniania. Składniki pomocnicze zapobiegają zbrylaniu się dodatku paliwowego, neutralizują korozyjne działanie produktów rozkładu niektórych soli nieorganicznych. Ważną grupę stanowią substancje sublimujące w warunkach wysokiej temperatury paleniska, które po ochłodzeniu w kanale dymnym osadzają się na powierzchni sadzy pokrywającej ścianki komina. W wyniku rozkładu składników dodatku paliwowego powstają różnorodne produkty gazowe, które wraz ze strumieniem spalin kierowane są do przewodu kominowego. W wyniku ochłodzenia spalin na powierzchni sadzy wytrąca się warstwa soli nieorganicznych. Modyfikacja składu chemicznego sadzy ułatwia jej odrywanie się od ścianek przewodu spalinowego.

Zaletą stosowania dodatków paliwowych może być przesunięcie równowagi reakcji spalania w kierunku tworzenia mniejszej ilości tlenku węgla (II). Taki efekt jest możliwy dzięki obecności miedzi i jej związków w składzie dodatku paliwowego [3]. Jednocześnie wiadomo, że miedź i jej związki katalizują reakcję Deacona, która stanowi kluczowy etap w syntezie *de novo* polichlorowanych ksenobiotyków [4], jednakże w warunkach jakie panują w kotle C.O. nie zaleca się stosowania dodatków zawierających sole miedzi i chloru.

Alternatywą dla dodatków bazujących na solach miedzi są preparaty, w których składzie znajdują się utleniacze, najczęściej azotan (V) potasu lub azotan (V) sodu, rzadziej chloran (V) potasu [5] lub dodatki wpływające na równowagę CO i CO₂ w atmosferze spalania.

Niestety informacje podawane przez producentów dodatków paliwowych dla indywidualnych kotłów C.O. i pieców, odnośnie chemizmu, mechanizmu i skutkach ekologicznych stosowania dodatków są zwykle działaniem marketingowym, a nie źródłem rzetelnej informacji. Często podawane w materiałach reklamowych informacje zawierają błędy merytoryczne i są pozbawione podstaw naukowych. Jednocześnie istnieje duże zainteresowanie, wielu użytkowników kotłów tematem ekologicznego i ekonomicznego spalania paliw w domowych instalacjach C.O.. Tematykę dodatków paliwowych należy uznać za powszechną, gdyż dotyczy milionów użytkowników opalających paliwami stałymi i osób, które pośrednio narażone są na skutki takiej działalności. Z tego powodu tematyka dodatków paliwowych ma znaczenie nie tylko ekonomiczne ale przede wszystkim społeczne.

Modyfikatory spalania to wieloskładnikowe mieszaniny fizyczne, których działanie rozpoczyna się po ich aktywacji w wysokiej temperaturze. Temperaturę aktywacji dodatek paliwowy osiąga w komorze spalania po wprowadzeniu go w mieszaninie z paliwem, bądź bezpośrednio na powierzchnię spalanego paliwa. Dla większości dodatków paliwowych konieczne jest by ich dozowanie odbyło się w jak najwyższej temperaturze spalania i przy dużym współczynniku nadmiaru powietrza (λ). Dodatki paliwowe mogą przyczynić się do ograniczenia reakcji ubocznych prowadzących do niepełnego i niezupełnego utleniania paliwa. Niektóre DP są w stanie utlenić depozyt węglowy na powierzchni wymiennika ciepła, zwłaszcza podczas dozowania na powierzchnię złoża przy dużym ciągu kominowym i wysokiej temperaturze spalania. W takich warunkach płomień mają bezpośredni kontakt z powierzchnią wymiennika, a aktywne w procesie utleniania składniki powstałe z termicznego rozkładu dodatku paliwowego umożliwiają przebieg reakcji utleniania sadzy w temperaturze, w której utlenianie sadzy bez udziału modyfikatorów chemicznych i obniżeniu energii aktywacji reakcji chemicznej nie byłoby efektywne.

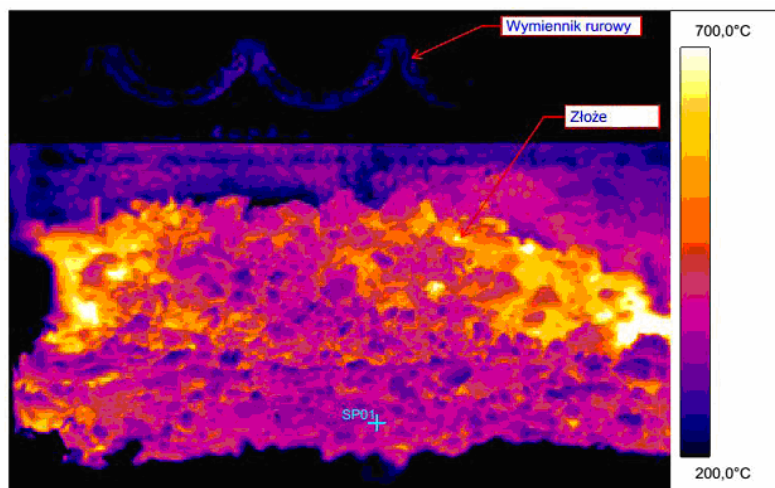
3. Metodyka badań

Do oceny efektów stosowania dodatków paliwowych zastosowano: termowizję, termograwimetrię (TG), skaningową różnicową kalorymetrię (DSC), mikroanalizę dyfrakcji rentgenowskiej połączoną ze skaningową mikroskopią elektronową (SEM-EDX), chromatografię gazową sprzężoną z selektywnym detektorem mas (GC-MS). Jako eksperyment referencyjny wykorzystano proces spalania węgla bez stosowania dodatków paliwowych. Badania prowadzono w instalacjach pracujących z kotłami: stalowym SAS MI i żeliwnym Viadrus U22.

4. Wyniki badań

4.1 Korozja

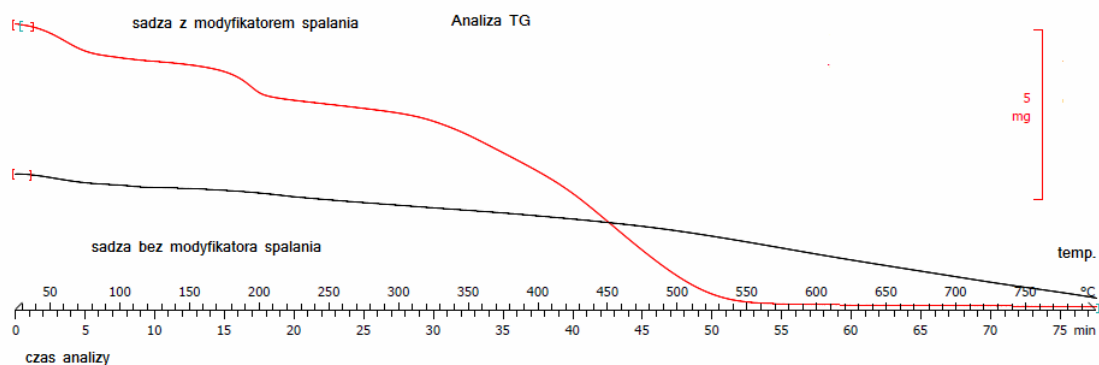
W ocenie efektów stosowania dodatków paliwowych należy wziąć pod uwagę ich skuteczność w usuwaniu sadzy jak również możliwe negatywne skutki takie jak: korozja kotła i emisja dodatkowych zanieczyszczeń. Proces spalania paliw stałych jest przedmiotem badań wielu zespołów w kraju i na świecie, jednak problematyka dodatków paliwowych, a w zasadzie ich zalety poruszane są głównie w zgłoszeniach patentowych. Prezentowane wyniki badań mają na celu przeprowadzenie krytycznej oceny właściwego doboru składu chemicznego dodatków paliwowych. W przypadku dodatków paliwowych dostępnych na polskim rynku stwierdzono nadmierną korozję elementów stalowych komory kotła dla preparatów zawierających NaCl.



Rys. 4.1.1 Rozkład temperatur w kotle podczas spalania węgla (badanie termowizyjne)

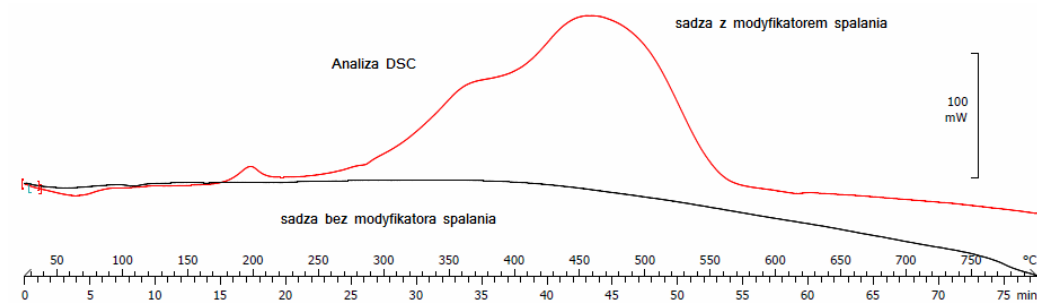
Jak wynika z analizy rozkładu temperatur w komorze spalania, temperatura wymiennika rurowego u wlotu spalin wynosi 250-300°C (rys. 4.1.1). Temperatura utleniania sadzy bez udziału dodatków paliwowych jest znacznie wyższa i w zależności od stężenia tlenu w komorze spalania wynosi od 500 do 900°C.

Na rysunku 4.1.2 czerwoną linią zaznaczono zmiany masy sadzy zawierającej 1% wagowy dodatek paliwowy, a czarną zmiany masy sadzy bez dodatku paliwowego. Zmiany masy próbek badano z zastosowaniem analizy termogravimetrycznej (TG). Próbkę sadzy nie zawierającą dodatku paliwowego zmniejszała stopniowo swoją masę, co związane było z termiczną desorpcją lotnych związków organicznych w niej zawartych oraz z pirolizą materii węglowej. Badania termiczne (TG, DSC) przeprowadzono w atmosferze zawierającej 11% tlenu, co jest wartością nieco niższą niż typowe stężenie tlenu w spalinach z kotłów węglowych (15-17%).



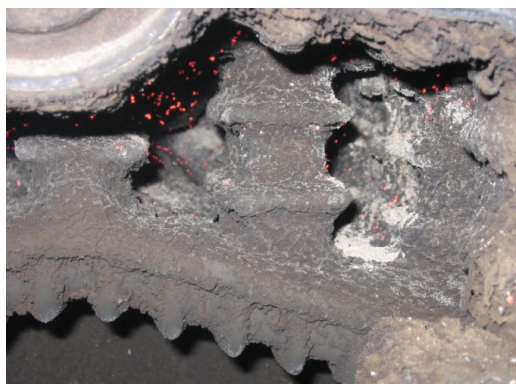
Rys. 4.1.2 Termogram (TG) próbek sadzy

Sadza zawierająca dodatek paliwowy zaczęła się utleniać już w temperaturze 280°C, co potwierdzono w oparciu o analizę próbek sadzy z użyciem skaningowej różnicowej kalorymetrii (DSC). Proces katalitycznego utleniania sadzy przy zastosowaniu dodatku paliwowego wykazuje dwa lokalne maksima: przy około 350 i 470°C (rysunek 4.1.3). Interpretacja termogramu 4.1.2 wskazuje, że w przypadku zastosowania dodatku paliwowego obserwuje się znaczny ubytek masy próbki. Ubytkowi masy próbki zawierającej dodatek paliwowy (rys. 4.1.2) towarzyszy efekt egzotermiczny (rys. 4.1.3), co wskazuje, że nastąpiło utlenienie próbki. W temperaturze około 540°C próbka sadzy zawierająca dodatek paliwowy jest stabilna termicznie i nie obserwuje się dalszych zmian jej masy. W związku z powyższym należy uznać, że proces utleniania sadzy w warunkach pomiaru przebiegał w zakresie temperatur 280-540°C. Temperatura utleniania sadzy zawsze jest zależna od zawartości tlenu w atmosferze spalania, dlatego podczas okresowego usuwania sadzy z wymienników i przewodów spalinowych producenci dodatków paliwowych zalecają intensywne rozgrzanie paleniska oraz doprowadzenie dużej ilości powietrza do komory spalania.



Rys. 4.1.3 Termogram (DSC) próbek sadzy

Temperatura spalin przy ściankach wymiennika ciepła jest stosunkowo niska (250-300°C), zastosowanie dodatku paliwowego, szczególnie podczas intensywnego spalania paliwa umożliwia utlenienie materii organicznej zawartej w depozycie węglowym. Dzięki temu podczas intensywnego spalania płomień oraz rozgrzane fragmenty spalanego paliwa docierają ze spalinami do powierzchni wymiennika. Tworzą się „gorące punkty” będące załącznikiem procesu utleniania sadzy, jak to zilustrowano na rys. 4.1.4.

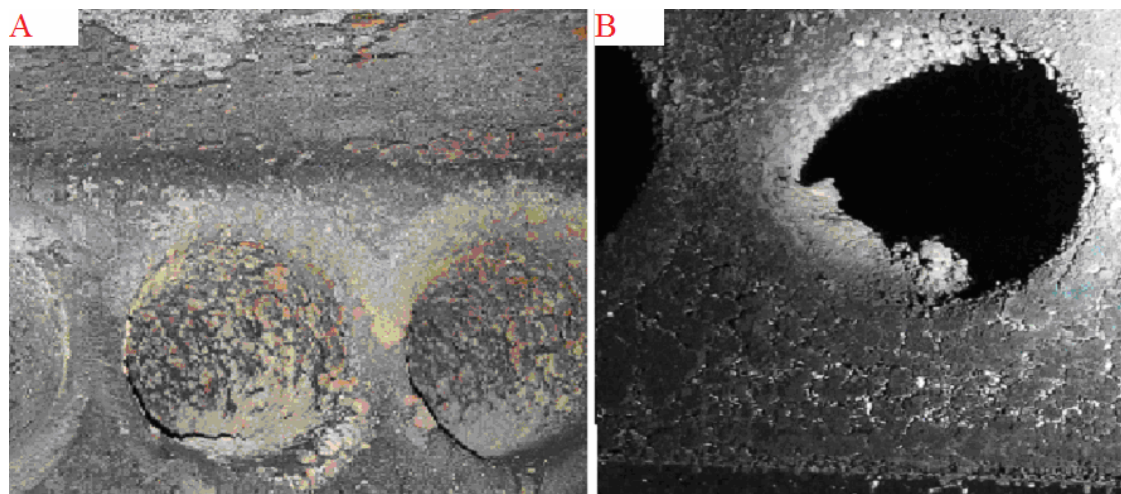


Rys. 4.1.4 Powierzchnia wymiennika i kanały spalinowe po intensywnym rozgrzaniu kotła

Widoczny biały nalot jest produktem rozkładu dodatku paliwowego (Na_2SO_4 , NaCl , $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$). Osad ten modyfikuje powierzchnię sadzy zwiększając jej ciężar właściwy i hydrofilność. W efekcie takiej modyfikacji sadza ma tendencję do odrywania się od powierzchni wymiennika. Powstanie hydrofilnej warstwy nieorganicznej na powierzchni wymiennika nie sprzyja dalszemu osadzaniu się sadzy, jednak może być przyczyną korozji.

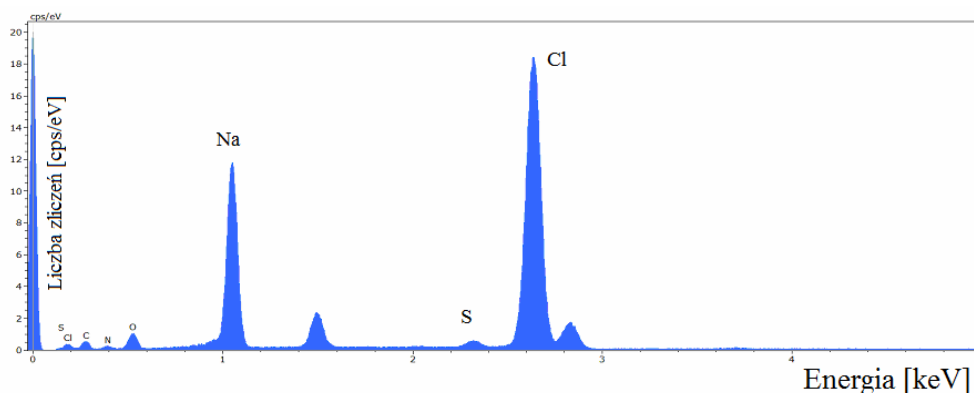
Omawiając dodatki paliwowe dostępne na polskim rynku należy zwrócić uwagę, że wiele z nich zawiera związki siarki i związki chloru. W przypadku stosowania dodatków zawierających wymienione związki chemiczne, obserwuje się zmnorzoną korozję wymiennika, kotły stalowe są znacznie bardziej podatne na korozję niż kotły

żeliwne. Dostępne w Polsce modyfikatory spalania nie posiadają w swym składzie, lub posiadają niewystarczającą ilość składników antykorozyjnych by całkowicie wyeliminować korozję kotłów stalowych. Na rys. 4.1.5 porównano powierzchnię wymiennika ciepła kotła stalowego po zastosowaniu dodatku paliwowego zawierającego m.in. siarkę i NaCl (rys. A) oraz powierzchnię wymiennika, gdzie w trakcie palenia nie zastosowano dodatku paliwowego (rys. B).



Rys. 4.1.5 Powierzchnia wymiennika kotła stalowego po zastosowaniu DP (A) i bez stosowania DP (B).

Na rysunku tym widoczny jest niekorzystny efekt w postaci wystąpienia silnej korozji wymiennika, który wynika z tego, że zastosowany dodatek wprowadzono w stosunkowo dużej ilości (zgodnie z zaleceniem producenta aż 270 g). Skład chemiczny zastosowanego dodatku w warunkach spalania powodował powstanie dużej ilości produktów gazowych o korozyjnym charakterze. Na rys. 4.1.6 przedstawiono widmo EDX zastosowanego dodatku paliwowego. Z mikroanalizy rentgenowskiej wynika, że podstawowym składnikiem dodatku jest chlorek sodu, substancja korozyjna odpowiedzialna za zwiększoną emisję chlorowanych ksenobiotyków w procesie spalania. Jednocześnie dodatek ten zawiera siarkę, która również może powodować korozję siarczanową niebezpieczną dla ceramiki i betonu. Stosowanie siarki w dodatkach paliwowych ogranicza jednak syntezę dioksyn. W wyniku reakcji konkurencyjnych powstają siarkowe analogi dioksyn takie jak: polichlorowane tiantreny i dibenzofiofeny. Należy wspomnieć, że związki te są nadal słabo poznane, a ich możliwe negatywne skutki trudne do określenia.

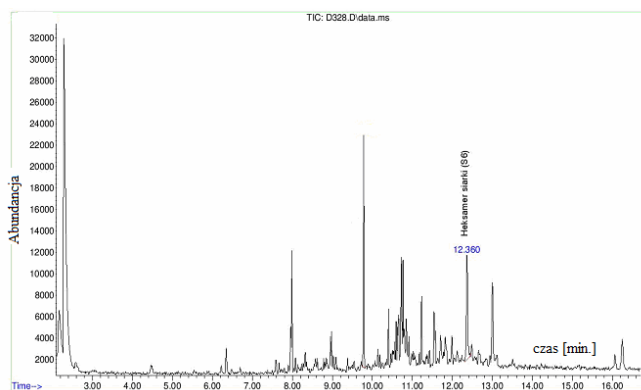


Rys. 4.1.6 Widmo SEM-EDX komercyjnego DP

Ilość i skład dodatku paliwowego determinuje jego skuteczność w usuwaniu sadzy jak również ma wpływ na możliwość wystąpienia negatywnych skutków takich jak np. ogniska korozji. Analizy SEM-EDX wykazały, że NaCl jest podstawowym składnikiem większości DP dostępnych na polskim rynku.

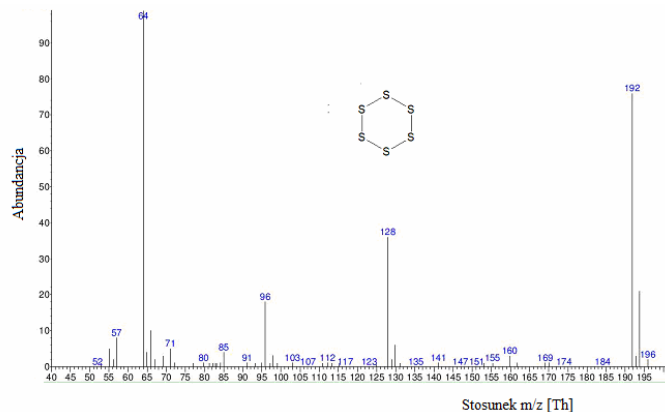
4.2 Emisja zanieczyszczeń a dodatki paliwowe

Wzmoczona korozja to efekt, który użytkownik DP może zaobserwować bez użycia specjalistycznej aparatury badawczej, jednak analiza zgorzeliny techniką SEM/EDX pomaga zrozumieć mechanizm i wskazać składnik dodatku odpowiedzialny za korozję. Stosowanie dodatków paliwowych może być również przyczyną zwiększonej emisji różnorodnych związków chemicznych, czego użytkownicy i producenci dodatków paliwowych często nie są świadomi. Co więcej, można odnieść wrażenie, że instytucje wystawiające atesty, ekspertyzy i opinie w zakresie wpływu DP na środowisko nie rozpatrują tematu kompleksowo. Wprowadzenie dodatku paliwowego może zarówno zwiększyć emisję wybranych zanieczyszczeń jak i zmniejszyć ich ilość – efekt ilościowy, jak również powodować emisję nowych zanieczyszczeń – efekt jakościowy. Podczas stosowania dodatków paliwowych zawierających siarkę rodzimą obserwuje się emisję heksameru siarki (S_6), elementarnej formy siarki będącej zanieczyszczeniem powodowanym składem chemicznym DP.



Rys. 4.2.1 Chromatogram (TIC) próbki sadzy

Na rys. 4.2.1 zaprezentowano chromatogram (uzyskany techniką HS-GC-MS) próbki sadzy otrzymanej w procesie spalania węgla kamiennego z zastosowaniem dodatku paliwowego zawierającego znaczny udział siarki elementarnej. W przypadku analizy porównawczej próbek sadzy otrzymanych w procesach spalania paliw stałych z użyciem dodatków paliwowych i bez ich zastosowania obserwuje się mniejszą zawartość większości związków organicznych w próbkach, w których stosowano DP. Sporadycznie stwierdza się zwiększenie zawartości niektórych WWA w próbkach, gdzie zastosowano DP zawierający sole miedzi. Dodatki paliwowe mają zasadniczy wpływ na profil ilościowy zanieczyszczeń zawartych w sadzy, najczęściej obniżając zawartość związków ekstrahowalnych ze sadzy rozpuszczalnikami niepolarnymi. Rzadko obserwuje się obecność nowych związków zawartych w próbkach sadzy w wyniku stosowania DP, jak w przedstawionym na rys. 4.2.1 przykładzie wykrycia siarki elementarnej w postaci S_6 .



Rys. 4.2.2 Widmo MS heksameru siarki

Pomimo, że nie są znane dane toksykologiczne wskazujące na występowanie jakiegos szczególnego zagrożenia wynikającego z emisji heksameru siarki do otoczenia, to jednak przykład ten potwierdza tezę, że dodatki paliwowe mogą modyfikować profil jakościowy emitowanych zanieczyszczeń z paleniska. Sytuacja jest znacznie poważniejsza w przypadku zmiany ilościowej wybranych zanieczyszczeń emitowanych w wyniku zastosowania niektórych dodatków paliwowych, których skład chemiczny sprzyja powstawaniu chlorowanych ksenobiotyków.

Spalanie węgla o wysokiej zawartości chloru istotnie zwiększa emisję dioksyn w tym procesie. W przypadku spalania węgla o niskiej zawartości chloru współczynnik emisji dioksyn wynosi ok. 3 $\mu\text{g-I-TEQ/Mg}$ paliwa. Zastosowanie węgla o wyższej zawartości chloru istotnie zwiększa poziom emisji dioksyn nawet do poziomu 400 $\mu\text{g-I-TEQ/Mg}$ paliwa [6]. W przypadku zastosowania dodatku paliwowego zawierającego miedź i chlor emisja dioksyn dramatycznie wzrasta z $1,8 \pm 0,4$ ng-I-TEQ/kg do 80 000 ng-I-TEQ/kg [8].

Wyniki badań wskazują także, że stosowanie dodatków paliwowych powoduje zmniejszenie ilości większości związków organicznych obecnych w spalinach w tym: metanu, benzenu i niektórych WWA. Stosowanie dodatków paliwowych podczas spalania paliwa powoduje zmniejszenie ilości paliwa, które w procesie spalania jest niewykorzystane i stanowi istotną część popiołu dochodzącą nawet do 39% jego masy [8]. Należy nadmienić, że w celu zmniejszenia emisji zanieczyszczeń można stosować wkłady ceramiczne, które umiejscawia się w komorze spalania, bądź w kanale spalinowym, dzięki czemu obserwuje się ograniczenie emisji lotnych związków organicznych do atmosfery oraz ilości powstającego popiołu [9-11].

5. Podsumowanie

W wyniku przeprowadzonych badań z udziałem dostępnych w handlu DP stwierdzono, że w składzie większości z nich stwierdza się NaCl. Chlorek sodu jest składnikiem odpowiedzialnym za korozję i zwiększoną emisję dioksyn z paleniska, co znajduje potwierdzenie w licznych publikacjach z zakresu mechanizmów powstawania chlorowanych ksenobiotyków. W przypadku stosowania dodatków paliwowych zawierających NaCl w stalowych kotłach C.O. stwierdzono wyraźne oznaki wzmożonej korozji, czego nie stwierdzono w przypadku stosowania DP w kotłach żeliwnych. Stosowanie dodatków paliwowych zmienia skład chemiczny sadzy, powoduje jej zubożenie o większość związków organicznych w niej zawartych takich jak: WWA, fenol, benzen. W niektórych przypadkach zastosowanie dodatków paliwowych powoduje poza zmianami ilościowymi powoduje również zmiany jakościowe profilu związków chemicznych zawartych w sadzy.

6. Wnioski

Stosowanie dodatków paliwowych może mieć pozytywny skutek środowiskowy w postaci ograniczonej emisji cząstek stałych do atmosfery, lepszego wykorzystania paliwa poprzez zmniejszenie strat kominowych i zwiększenie sprawności wymiennika ciepła. Niestety stosowanie dodatków paliwowych może mieć negatywne skutki, do których należy zaliczyć intensyfikację procesów korozyjnych oraz zwiększoną emisję trwałych zanieczyszczeń organicznych (TZO), których ograniczenia wymagają ustalenia Konwencji Sztokholmskiej, której Polska jest sygnatariuszem [12].

Skład dodatku paliwowego pod względem ilościowym i jakościowym powinien być dobrany do rodzaju spalającego paliwa i uwzględniać ochronę materiałów konstrukcyjnych kotła i przewodów spalinowych przed korozją. Właściwie dobrane składniki dodatku paliwowego nie powinny powodować zwiększenia emisji szkodliwych substancji w tym zanieczyszczeń pyłowych. Ważnym źródłem informacji o komercyjnych dodatkach paliwowych są karty charakterystyki substancji niebezpiecznych. Niestety istnieje poważny problem z dostępem do tego typu dokumentacji technicznej dla dodatków paliwowych. Bezpośrednie zwrócenie się do producenta o udostępnienie kart charakterystyki dodatków paliwowych najczęściej skutkuje odmową i odesłaniem do pośredników. Pośrednicy zaś, w tym duże sklepy techniczne pomimo, że są zobowiązane na życzenie klienta do udostępnienia kart charakterystyki substancji niebezpiecznych zwykle ich nie posiadają.

Literatura

1. Chyc M., Burzała B., Szczygłowska R.; Zagrożenie pyłami w zawodzie kominiarza, Bezpieczeństwo Pracy: nauka i praktyka, 2012, 7, 12-14.

2. Brubaker D.M. (1896); Composition of matter for a soot-destroyer. Patent US 617700.
3. Chyc M.; Znaczenie dodatków paliwowych w procesach spalania paliw stałych, *Prace Naukowe GIG. Górnictwo i Środowisko*, 2012, 1, s. 5-16.
4. Gwardiak S., Gwardiak W.; Katalizator do spalania sadzy. Patent PL nr 207482.
5. Shao K., Li X., Wei Y., Liu J.; Correlation between PCDD/F, PCB and PCBz formed by de novo synthesis, *Advanced Material Research*, 2012, 356-360, s. 998.
6. Fangxian L., Shizong L., Youzhi C.; Thermal analysis study of the effect of coal-burning additives on the combustion of coals, *J. Thermal Analysis and Calorimetry*, 2009, 95, 633-638.
7. Paradiz B., Dilara P., Horak J., De Santi G., Christoph E.H., Umlauf G.; An integrated approach to assess the PCDD/F emissions of the coal fired stoves combining emission measurements and ambient air levels modeling, *Chemosphere*, 2008, 73, s. 94.
8. Grochowalski A., Chyc M., Węgiel M., Chrząszcz R.; Catalytic dioxin formation in fireplaces and coal power plants in Poland. Book of abstracts – International Conference on Pure and Applied Chemistry Mauritius, 2010, O-22, s.36.
9. Kajda-Szcześniak M., Charakterystyka popiołu z paleniska kominkowego. *Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska*, 2014, 16, s. 73-78.
10. Janicki M., Bąk A., Wróbel R., Redukcja ilości ubocznych produktów spalania biomasy w kotle małej mocy poprzez zastosowanie okładzin ceramicznych. *Zeszyty Naukowe. Inżynieria Środowiska. Uniwersytet Zielonogórski*, 2014, 153, s. 5-15.
11. Janicki M., Bąk A., Wróbel R., Wpływ zastosowania ceramiki glinokrzemianowej w komorze spalania na ilość popiołów powstających ze spalania ziarna owsa i peletu drzewnego. *Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska*, 2013, 15, 47-56.
12. Dz. U. nr 14, poz. 76, 2001 rok. Konwencja Sztokholmska w sprawie trwałych zanieczyszczeń organicznych.

XIV. Wpływ instalacji wychwytu i sprężania CO₂ wykorzystującej membranę separacyjną na charakterystyki termodynamiczne oraz ekonomiczne nadkrytycznej elektrowni węglowej

Janusz Kotowicz¹, Michał Jurczyk¹;

¹ Politechnika Śląska; IMiUE, adres: Akademicka 2a, tel.: 32-237-23-10, e-mail: janusz.kotowicz@polsl.pl, michal.jurczyk@polsl.pl.

Streszczenie

W artykule przedstawiono blok parowy na nadkrytyczne parametry pary o mocy elektrycznej brutto wynoszącej 600MW. Dla przyjętych założeń obliczono parametry termodynamiczne w charakterystycznych punktach obiegu parowego, a następnie wyznaczono sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto oraz netto. Analizowany blok referencyjny poddano następnie integracji z instalacją wychwytu dwutlenku węgla ze spalin. W modelu wykorzystano separację membranową. Dla bloku zintegrowanego z instalacją CCS również wyznaczono sprawności brutto oraz netto wytwarzania energii elektrycznej. Zarówno dla bloku referencyjnego jak i zintegrowanego z instalacją CCS przeprowadzono również analizę ekonomiczną w celu wyznaczenia granicznych cen sprzedaży energii elektrycznej w obu analizowanych przypadkach.

Słowa kluczowe: nadkrytyczny blok węglowy, membrana separacyjna, wychwyt CO₂, obieg parowy.

1. Wstęp

Ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na światowym rynku prowadzi do nieustannej rozbudowy systemu energetycznego. Światowa energetyka wciąż w dominującym stopniu oparta jest na paliwach kopalnych. Prognozuje się, iż przez najbliższe 20 do 30 lat udział paliw kopalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej nadal pozostanie znaczny [1]. W związku ze spalaniem ogromnych ilości paliw w procesie wytwarzania energii elektrycznej energetyka odpowiedzialna jest za produkcję wielu różnych szkodliwych związków. Przez to stała się ona jednym z głównych źródeł antropogenicznych emisji zanieczyszczeń do atmosfery ziemskiej, w tym również dwutlenku węgla, który uważany jest za jeden z gazów cieplarnianych odpowiedzialnych za ciągły wzrost średniej temperatury na świecie. Szczególnie odpowiedzialna za emisję zanieczyszczeń do atmosfery jest energetyka oparta na węglu. Surowiec ten nadal pozostaje jednym z głównych paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej. Widoczne jest to szczególnie w Polsce, gdzie prawie cała produkcja energii elektrycznej oparta jest na wykorzystywaniu do tego celu węgla kamiennego jak i węgla brunatnego.

Dlatego istotnym zadaniem jest ograniczenie emisji CO₂ powstałego w wyniku spalania paliw kopalnych do atmosfery. Dokonać tego można poprzez wykorzystanie technologii sekwestracji dwutlenku węgla. Polega ona na wychwycie CO₂, a następnie przetransportowaniu go do odpowiedniego miejsca składowania (*ang. Carbon Capture and Storage - CCS*). Pośród technologii wychwytu dwutlenku węgla można wyróżnić:

- pre-combustion,
- post-combustion,
- oxy-combustion.

Technologia pre-combustion polega na usunięciu dwutlenku węgla z paliwa przed procesem spalania. Wykorzystywana ona jest najczęściej w układach IGCC (*ang. Integrated Gasification Combined Cycle*). Kolejną możliwością jest wychwyt dwutlenku węgla ze spalin powstałych wyniku spalania paliwa (post-combustion). W ramach tej metody wykorzystuje się wiele procesów pozwalających na separację dwutlenku węgla ze spalin m.in. absorpcję fizyczną lub chemiczną oraz separację membranową. Procesy zaliczane do grona post-combustion charakteryzują się znaczą energochłonnością. Ostatnią omawianą technologią są technologie oxy-combustion,

Tab. 1 Wielkości przyjęte do obliczeń w analizowanym modelu.

Wielkość	Wartość	Jednostka
Temperatura pary świeżej	600	°C
Ciśnienie pary świeżej	29	MPa
Temperatura pary wtórnie przegrzanej	620	°C
Ciśnienie pary wtórnie przegrzanej	5	MPa
Ciśnienie w odgazowywaczu	1,2	MPa
Ciśnienie w skraplaczu	0,005	MPa
Ciśnienie za pompą skroplin	1,6	MPa
Temperatura wody zasilającej	297	°C
Sprawność stopni części WP turbiny	90	%
Sprawność stopni części SP turbiny	93	%
Sprawność stopni części NP turbiny	86	%
Sprawność ostatniej grupy stopni NP turbiny	81	%
Sprawność energetyczna kotła	94	%
Sprawność generatora	99	%
Straty mechaniczne turbiny	6	MW
Sprawność wewnętrzna pomp	85	%
Sprawność wymienników regeneracyjnych	99,5	%

Wykorzystując równanie (2.1),(2.2) oraz (2.3) obliczono ilość ciepła dostarczanego do analizowanego obiegu parowego.

- Ciepło dostarczone poprzez parę świeżą

$$\dot{Q}_1 = \dot{m}_{s2} \cdot (h_1 - h_{s2}) = 942408,7 \text{ kW} \quad (2.1)$$

- Ciepło dostarczone poprzez parę przegrzaną

$$\dot{Q}_2 = \dot{m}_4 \cdot (h_4 - h_3) = 258298,8 \text{ kW} \quad (2.2)$$

- Sumaryczna ilość ciepła dostarczonego do obiegu parowego wynosi:

Energię chemiczną paliwa obliczono wykorzystując wzór (2.4).

$$\dot{E}_{chem,pal.} = \frac{\dot{Q}_d}{\eta_k} = 1277348,4 \text{ kW} \quad (2.4)$$

Dzięki znajomości wartości energii chemicznej paliwa możliwe było wyznaczenie sprawności brutto oraz netto analizowanego obiegu. Wartości poszczególnych sprawności wyznaczono posługując się równaniami (2.5) oraz (2.6) przy założeniu, iż wskaźnik potrzeb własnych bloku parowego wynosi 7%.

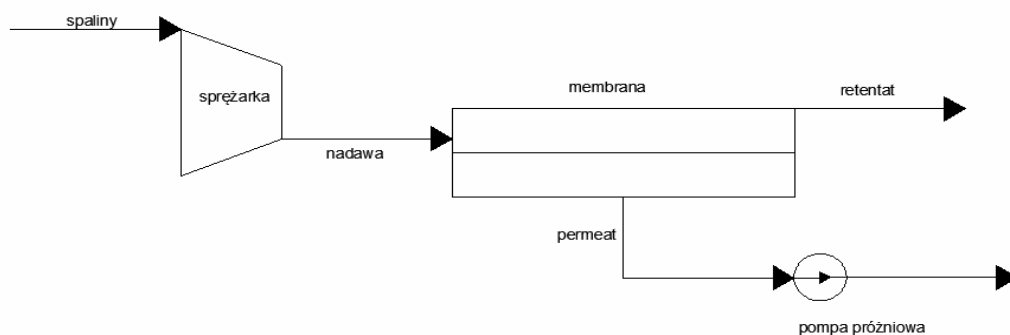
$$\eta_{el.brutto} = \frac{N_{el.brutto}}{E_{chem.pal.}} = 46,97\% \quad (2.5)$$

- Suma energetycznych potrzeb własnych bloku 7%- 42 MW

$$\eta_{el.netto} = \frac{N_{el.netto}}{E_{chem.pal.}} = \frac{N_{el.brutto} \cdot (1 - 0,07)}{E_{chem.pal.}} = 43,69\% \quad (2.6)$$

3. Moduł membrany separacyjnej

Separacja membranowa jest metodą wychwytu dwutlenku węgla w technologii post-combustion, polega więc ona na odseparowaniu CO₂ ze spalin powstałych w wyniku spalania paliwa. Działanie modułu membrany separacyjnej polega na podzieleniu nadawy, czyli strumienia spalin dostarczonego do membrany na dwie oddzielne części: permeat oraz retentat. Permeat jest to strumień gazu przenikający przez membranę, natomiast retentat jest to strumień gazu zatrzymany na powierzchni membrany. Wśród najważniejszych parametrów charakteryzujących membranę separacyjną należy wymienić przepuszczalność odpowiadającą za zdolność ciała stałego do przepuszczania płynów oraz selektywność określającą w jakim stopniu dana membrana separuje wybrany składnik [2]. Mechanizmem napędzającym moduł membrany separacyjnej jest różnica ciśnień po obu jej stronach [3]. Dlatego istotne jest odpowiednie sprężenie spalin przed skierowaniem gazu na membranę i (lub) wytworzenie próżni za membraną [4]. Właściwości separacyjne membran zależą również w dużej mierze od materiału z jakiego została wykonana dana konstrukcja. Ze względu na użyty materiał do wykonania membrany możemy podzielić je na szklane, polimerowe, węglowe, metalowe, ceramiczne oraz te wykonane z zeolitów. Do separacji dwutlenku węgla ze spalin najczęściej wykorzystuje się membrany ceramiczne i polimerowe [5]. Na rysunku 3.1 przedstawiono uproszczony model modułu membrany separacyjnej.



Rys. 3.1 Model modułu membrany separacyjnej.

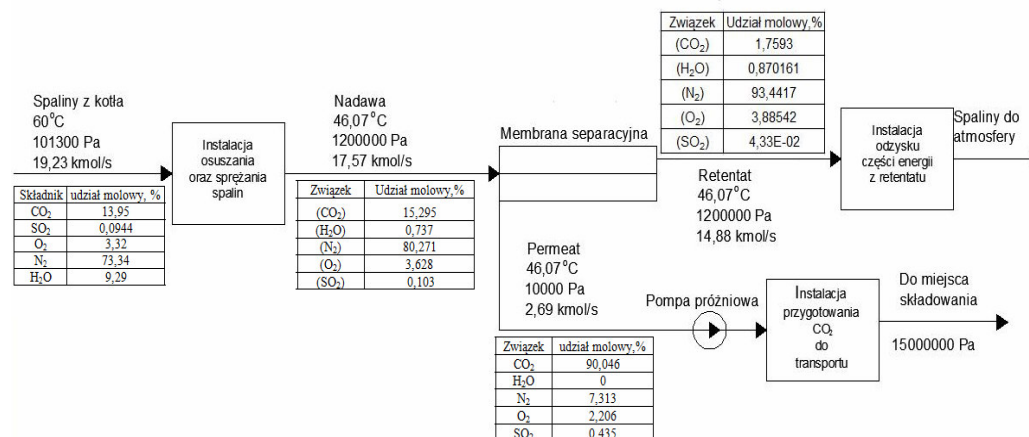
4. Integracja bloku referencyjnego z instalacją CCS

Instalacja wychwytu dwutlenku węgla ze spalin składa się z następujących elementów:

- Instalacja sprężania spalin,
- Membrana separacyjna,
- Instalacja przygotowania dwutlenku węgla do transportu,
- Instalacja odzysku części energii z retentatu.

Zadaniem instalacji osuszania i sprężania spalin jest usunięcie wilgoci zawartej w nadawie oraz sprężanie gazu do odpowiedniego ciśnienia w celu zwiększenia efektywności działania modułu membranowego. W wykonanym modelu instalacja ta składa się z dwóch separatorów wilgoci oraz dwóch czterostopniowych sprężarek sprężających spaliny do ciśnienia 12 bar. Kolejnym elementem instalacji CCS jest membrana separacyjna. Jej zadaniem jest separacja gazów w taki sposób, aby udział dwutlenku węgla w permeacie oraz jego stopień odzysku wyniosły 90%. Wykonując odpowiednie symulacje dla skonstruowanego modelu uśredniając przy tym przenikalność poszczególnych składników spalin przez membranę wyznaczono jej pole wynoszące 148500 m². Na membranie strumień spalin zostaje rozdzielony na dwie części: permeat oraz retentat. Za membranę separacyjną po stronie permeatu zainstalowano pompę próżniową w celu wywołania podciśnienia. Zabieg taki stosowany jest w celu zapewnienia jak największej różnicy ciśnień po obu stronach membrany separacyjnej, gdyż zwiększanie tej różnicy polepsza również efektywność pracy membrany, dlatego też wywołanie odpowiednio wysokiego podciśnienia jest konieczne do optymalnej pracy układu. Następnie permeat kierowany jest do instalacji przygotowania dwutlenku węgla do transportu, która składa się z 6 sprężarek pomiędzy którymi zainstalowano wymienniki ciepła odbierające ciepło od sprężanego gazu. Końcowe ciśnienie spalin za instalacją przygotowania CO₂ do transportu wynosi 150 bar. Po sprężeniu do odpowiedniego ciśnienia dwutlenek węgla transportowany jest systemem rurociągów do docelowego miejsca składowania. Retentat z kolei kierowany jest do instalacji odzysku energii, gdyż posiada od nadal wysokie ciśnienie rzędu 12 bar, dlatego też bezpośrednie wypuszczenie go do atmosfery wiązało by się ze znaczącą stratą energetyczną. Instalacja ta składa się z 4 turbin na których kolejno zachodzi ekspansja przepływającego przez instalację gazu. Dodatkowo w celu podniesienia efektywności procesu odzysku energii pomiędzy kolejnymi turbinami zainstalowane zostały wymienniki ciepła do których transportowane jest ciepło odebrane od spalin w procesie sprężania w innych częściach instalacji CCS. Spaliny wypuszczane z instalacji do atmosfery charakteryzowały się temperaturą wynoszącą 65°C.

Wykorzystanie dodatkowych instalacji połączonych z blokiem referencyjnym wymagało dostarczenia do nich odpowiednich ilości energii elektrycznej w celu zapewnienia im prawidłowego działania. Na rysunku 4.1 przedstawiono uproszczony schemat blokowy zamodelowanej instalacji wychwytu dwutlenku węgla.



Rys. 4.1 Schemat blokowy instalacji wychwytu dwutlenku węgla wykorzystującej moduł membrany separacyjnej.

W tabeli 2 przedstawiono potrzeby energetyczne poszczególnych części wchodzących w skład instalacji wychwytu dwutlenku węgla.

Znając zapotrzebowanie na energie poszczególnych części zamodelowanej instalacji możliwe było obliczenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej dla bloku zintegrowanego z instalacją CCS. Sprawność tą wyliczono wykorzystując równanie (4.1).

$$\eta_{ei.netto(CCS)} = \frac{N_{ei.netto(CCS)}}{E_{chem.pal.}} = 32,06\% \quad (4.1)$$

Tab. 2 Potrzeby energetyczne danych części wchodzących w skład instalacji CCS.

-	Wartość	Jednostka
Instalacja sprężania spalin	-173,2	MW
Membrana separacyjna	0	MW
Pompa próżniowa	-27,941	MW
Instalacja przygotowana CO ₂	-49,523	MW
Instalacja odzysku energii	102,159	MW
Suma	-148,505	MW

5. Analiza ekonomiczna

Graniczną cenę energii elektrycznej wyznaczono zarówno dla parowego bloku referencyjnego jak i bloku zintegrowanego z instalacją wychwytu dwutlenku węgla. Wartość ta została wyznaczona w oparciu o graniczną wartość współczynnika NPV (*ang. Net Present Value*) [6]. Wartość NPV obliczono wykorzystując wzór (5.1).

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (5.1)$$

gdzie:

CF_t - strumień przepływu środków pieniężnych netto w ciągu roku,

r- stopa dyskonta,

t- rok pracy bloku.

Cenę graniczną sprzedaży energii elektrycznej iterowano do czasu osiągnięcia przez współczynnik NPV wartości 0. W tabeli 3 przedstawiono dane przyjęte oraz obliczone na potrzeby wykonania analizy ekonomicznej dla parowego bloku referencyjnego jak i bloku zintegrowanego z instalacją wychwytu CO₂.

Cenę graniczną energii elektrycznej obliczono na podstawie równania (5.2) [6].

$$k_{el}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} [I_{EE} + (K_{op} + P_d + K_{obr}) - A - L]_t}{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{N_{el,netto} \cdot \tau}{(1+r)^t}} \quad (5.2)$$

gdzie:

I_{EE} - nakłady inwestycyjny przeznaczony na budowę bloku,

K_{op} - koszty operacyjne,

P_d - podatek dochodowy,

K_{obr} - zmiana kapitału obrotowego,

A - amortyzacja,

L - wartość likwidacyjna bloku energetycznego.

Tab. 3 Dane do obliczeń ekonomicznych

Dane	Blok referencyjny	Blok +CCS	Jednostka
Roczny czas pracy bloku	7 500	7500	h
Moc bloku brutto	600	600	MW
Wskaźnik potrzeb własnych bloku	7	31,7	%
Moc bloku netto	558	409,6	MW
Produkcja energii elektrycznej brutto	4 500 000	4 500 000	MWh
Produkcja energii elektrycznej netto	4 185 000	3 073 500	MWh
Strumień paliwa	52,795	52,795	kg/s
Strumień CO ₂	117,976	11,74	kg/s
Opłata środowiskowa	5,04	5,04	zł/MWh
Koszt uprawnień do emisji CO ₂	21,5 [7]	21,5 [7]	zł/Mg
Cena paliwa	231	231	zł/Mg
Nakłady inwestycyjne	4008,16	6340,47	mln zł
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	6680,27	10567,44	zł/kW
Czas budowy bloku	5	5	lat
Czas funkcjonowania bloku	30	30	lat
Udział kosztów własnych	20	20	%
Stopa kredytu komercyjnego	6	6	%
Czas spłaty kredytu komercyjnego	10	10	lat
Stopa dyskonta	6,2	6,2	%

Wykorzystując dane zawarte w powyższych tabelach obliczono za pomocą równań (5.3) oraz (5.4) graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej dla bloku referencyjnego oraz dla bloku zintegrowanego z układem CCS.

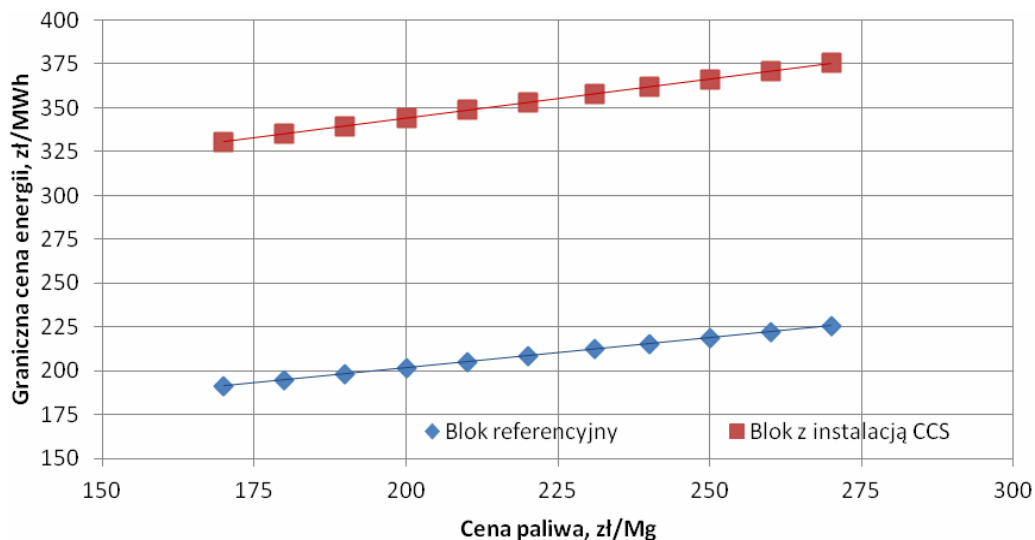
$$k_{el.ref.}^{gr} = 212,4 \frac{zł}{MWh} \quad (5.3)$$

$$k_{el.CCS}^{gr} = 357,8 \frac{zł}{MWh} \quad (5.4)$$

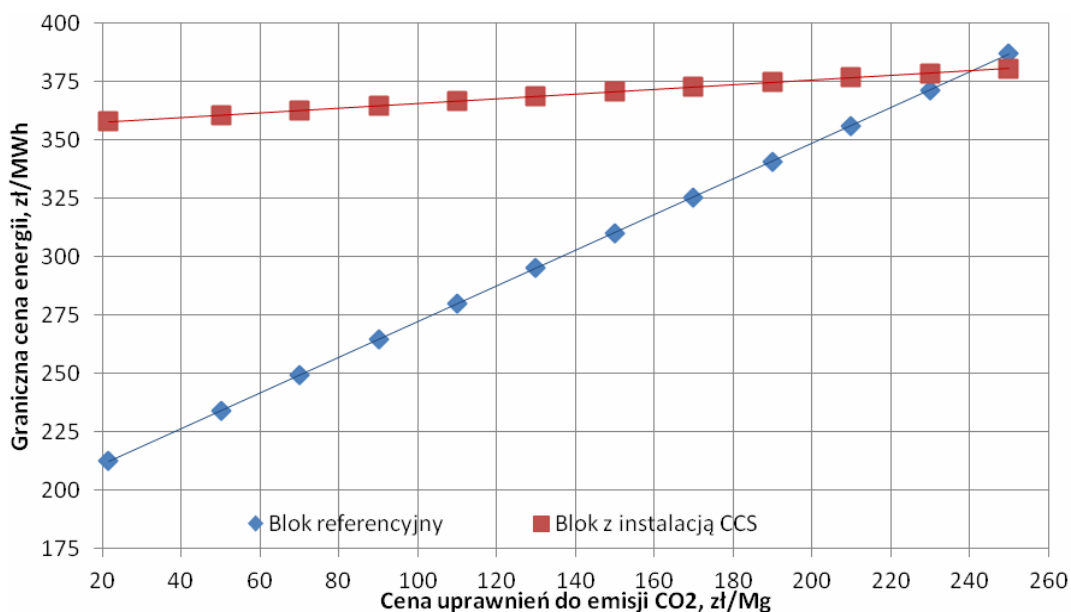
Wyznaczono także na podstawie równania (5.5) koszt emisji unikniętej dwutlenku węgla [8]. Wielkość tę obliczono jako różnicę granicznych cen sprzedaży energii elektrycznej dla bloku zintegrowanego z instalacją CCS oraz bloku referencyjnego odniesioną do różnicy emitowanego strumienia dwutlenku węgla w obu analizowanych przypadkach.

$$C_{AV} = \frac{k_{el.CCS}^{gr} - k_{el.ref.}^{gr}}{E_{CO_2.ref.} - E_{CO_2.CCS.}} = 228,10 \frac{zł}{Mg_{CO_2}} \quad (5.5)$$

Na rysunkach 5.1 oraz 5.2 przedstawiono wpływ ceny paliwa oraz ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla na graniczną cenę energii elektrycznej w obu analizowanych przypadkach.



Rys. 5.1 Wpływ ceny paliwa na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej.



Rys. 5.2 Wpływ ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla cenę sprzedaży energii elektrycznej.

6. Podsumowanie

Wykorzystanie instalacji CCS zintegrowanej z blokiem parowym na parametry nadkrytyczne wiąże się ze znacznym spadkiem sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Sprawność bloku referencyjnego o mocy 600 MW wyniosła 43,69%. Natomiast po integracji z instalacją wychwytu dwutlenku węgla wykorzystującą moduł membrany separacyjnej sprawność wytwarzania energii elektrycznej wyniosła jedynie 32,06%. Spadek sprawności bloku wyniósł 11,63 punktów procentowych. Znaczący spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej związany jest z dużym zapotrzebowaniem energetycznym poszczególnych części wykorzystanej instalacji CCS. Najbardziej energochłonne wśród wykorzystanych urządzeń okazały się sprężarki użyte do sprężania spalin przed modułem membrany separacyjnej oraz te wykorzystane do sprężenia permeatu w instalacji przygotowania CO₂ do transportu. Dzięki zastosowaniu instalacja odzysku części energii

z retentatu udało się nieznacznie podnieść wartość sprawności wytwarzania energii. Instalacja CCS oprócz znaczącego wpływu na charakterystyki termodynamiczne analizowanego bloku ma również ogromny wpływ na jego charakterystyki ekonomiczne.

Wykorzystanie instalacji CCS prowadzi do zwiększenia się kosztów produkcji energii elektrycznej, co prowadzi także do wzrostu granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Cena ta dla bloku referencyjnego wynosi 212,4 zł/MWh, natomiast dla bloku zintegrowanego z instalacją wychwytu CO₂ równa jest ona aż 357,8 zł/MWh. Różnica w wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej wynosi 145,4 zł/MWh. Zastosowanie instalacji CCS pozwoliło zmniejszyć emisję dwutlenku węgla do atmosfery z 117,976 kgCO₂/s dla bloku referencyjnego do jedynie 11,74 kgCO₂/s dla bloku wykorzystującego moduł membrany separacyjnej do wychwytu CO₂ ze spalin. Jedną z możliwości zmniejszenia dysproporcji w granicznych cenach sprzedaży energii elektrycznej w obu analizowanych przypadkach jest zwiększenie cen sprzedaży pozwoleń do emisji dwutlenku węgla do atmosfery.

Podziękowanie

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Literatura

1. Janusz Kotowicz, Systemowe uwarunkowania integracji układu CCS z blokiem węglowym, Energetyka- numer 1, 2014.
2. Katarzyna Janusz-Szymańska, Wpływ membranowej separacji CO₂ na efektywność nadkrytycznego bloku węglowego" Rozprawa doktorska, Gliwice 2010
3. Janusz Kotowicz, Katarzyna Janusz-Szymańska, Wpływ systemu separacji CO₂ na efektywność elektrowni węglowej na parametry nadkrytyczne. Rynek Energii, Nr 2(93), 2011, s.8-12
4. Janusz Kotowicz, Katarzyna Janusz-Szymańska, Analiza procesu membranowej separacji CO₂ w supernadkrytycznym bloku węglowym. Rynek Energii, Nr 3(94), 2011, s.53-56.
5. Janusz Kotowicz, Katarzyna Janusz, Sposoby redukcji emisji dwutlenku węgla z procesów energetycznych, Rynek Energii- numer 1, 2007.
6. Janusz Kotowicz, Sebastian Michalski, Metodologie wyznaczania sprawności i granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla elektrowni typu oxy z wysokotemperaturową membraną do separacji powietrza. Analiza systemów energetycznych, monografia pod redakcją Bohdana Węglowskiego i Piotra Dudy, s. 171-189, Kraków 2013. III Konferencja Naukowo - Techniczna "Współczesne Technologie i Urządzenia Energetyczne", 16-18. Października 2013, Kraków.
7. <http://www.cire.pl/handelemisjamiCO2/odcinki.html>. Raport z tygodnia 19.05 2014- 23.05.2014.
8. Katarzyna Janusz-Szymańska, Efektywność ekonomiczna układu gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla oraz z instalacją CCS, Rynek energii numer 1, 2012.

XV. Analiza rozkładu temperatury wzdłuż płyty rusztu wibracyjnego w technologii utylizacji biomasy oraz paliw z odpadów

Waldemar Gądek¹, Szymon Ciukaj², Sylwester Kalisz³

¹ Politechnika Śląska; Studenckie Koło Naukowe Kottłów i Urządzeń Ciepłych przy IMiUE., adres: ul. Konarskiego 20, 44 – 100 Gliwice, tel.: , e-mail: waldemar.gadek@gmail.com

² Politechnika Śląska; Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych., adres: ul. Konarskiego 20, 44 – 100 Gliwice, tel.: +48 32 237 11 96, e-mail: szymon.ciukaj@polsl.pl

³ Politechnika Śląska; Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych., adres: ul. Konarskiego 20, 44 – 100 Gliwice, tel.: +48 32 237 11 63, e-mail: sylwester.kalisz@polsl.pl

Streszczenie

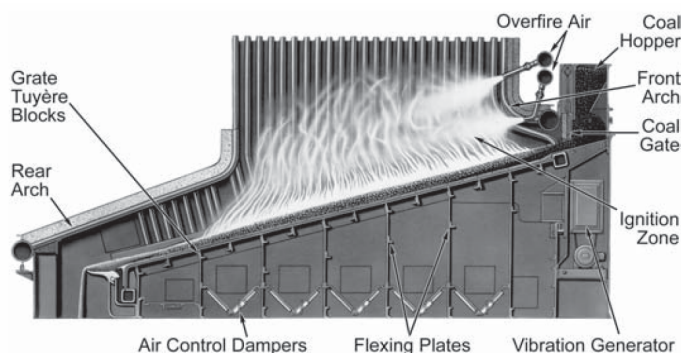
W artykule opisano badania nad zastosowaniem rusztu wibracyjnego do utylizacji biomasy oraz RDF. Spalanie biomasy i paliw z odpadów niesie ze sobą wiele trudności i wyzwań. Technologia opisana w publikacji jest interesującym rozwiązaniem termicznej konwersji paliw tego typu. Wyniki eksperymentów przeprowadzone na doświadczalnym stanowisku badawczym przedstawiają rozkład temperatury wzdłuż płyty rusztu. Wykonane badania posłużą rozwojowi koncepcji paleniska wyposażonego w ruszt wibracyjny.

Słowa kluczowe: ruszt wibracyjny, rozkład temperatury, utylizacja biomasy, utylizacja odpadów

1. Wstęp

Koncepcja paleniska wibracyjnego powstała w wyniku rozwoju technologii spalania węgla w kotłach rusztowych. Ruszty wibracyjne posiadają cechy rusztów taśmowych, posuwowych, posuwowo - zwrotnych oraz schodkowych. Zasada ich działania polega na powolnym przesuwaniu węgla lub innego paliwa stałego na rusztowinach oraz jednoczesnym przesuwaniu się frontu spalania paliwa w kierunku paliwa świeżego doprowadzanego na pokład rusztu [1]. Charakteryzuje je wysoka wytrzymałość ze względu na małą ilość części mechanicznych co z kolei skutkuje dużą żywotnością urządzenia. Kolejną zaletą paleniska wibracyjnego jest niskie zużycie energii elektrycznej służącej do napędu mechanizmu wibracyjnego w porównaniu do mechanizmów napędzających pozostałe ruszty [2]. Ruszt wibracyjny w porównaniu z rusztem taśmowym i schodkowym cechuje się o połowę mniejszymi rozmiarami [3, 4]. Do najważniejszych wad tego typu rozwiązania można zaliczyć wysoką emisję popiołu lotnego z paleniska spowodowaną wibracjami na ruszcie. Cechuje je również wyższa emisja CO wynikająca z okresowych zakłóceń procesu spalania oraz wypalenia się koksiku, którego część przechodzi do żużla [1, 5]. Zasada działania rusztu wibracyjnego opiera się na mechanizmie wywołującym drgania cząstek paliwa znajdujących się na ruszcie. Układ składa się z silnika elektrycznego połączonego najczęściej z elementem zaczepionym mimośrodowo do konstrukcji rusztu.

Węgiel znajdujący się w zbiorniku przykotłowym opada na dół do zsypu na skutek siły grawitacji. Następnie paliwo przechodzi przez warstwownicę, która reguluje grubość warstwy podawanego węgla na pokład rusztu. Na skutek okresowych drgań rusztu paliwo przesuwa się wzdłuż kolejnych stref rusztu stopniowo wypalając się. Niespalone i niepalne części paliwa częściowo unoszą się w górę wraz z prądem spalin w postaci popiołu lotnego, a częściowo w postaci żużla opadają do odzūżlacza co zobrazowano na Rys.1.1 Zaleca się aby wibracje rusztu prowadzić przez 5 sekund z interwałem 2 minutowym [6]. Intensywność wibracji musi być dobrana indywidualnie do rodzaju paliwa i parametrów spalania. Pochylenie rusztu jest również uwarunkowane wieloma czynnikami i wynosi od 6° do 14° w zależności od konstrukcji rusztu [3, 6, 7]. Ważnym aspektem jest sterowanie podmuchem powietrza do spalania. Konieczny jest podmuch strefowy pod ruszt, a także rozdział powietrza na powietrze pierwotne i wtórne (np. w postaci powietrza bocznego i OFA) w celu redukcji emisji NOx, właściwego wypalenia paliwa, części lotnych oraz dopalenia tlenku węgla [8].



Rys. 1.1 Ruszt wibracyjny chłodzony wodą [6, 7]

Rusztzy wibracyjne, jak podają autorzy [1, 3, 5], zalecane są do spalania paliw o wysokiej zawartości części lotnych przy zawartości wilgoci do 50 % (w stanie roboczym), takich jak: niektóre węgle kamienne, węgiel brunatny, torf, zrębki drewniane, kora, pelety drewniane, słoma, pelety słomiane, łuski, łupki itp. Dla kory i drewna udało się osiągnąć obciążenie termiczne rzędu $3,46 \text{ MW/m}^2$ dla rusztu o wymiarach $13,7 \text{ m} \times 7 \text{ m}$ [7]. Dla paliw o wysokiej kaloryczności stosuje się rusztzy chłodzone wodą. Z kolei dla paliw mało kalorycznych można stosować rusztzy chłodzone samym powietrzem. W celu uniknięcia procesu żużlowania popiołu z paliwa, temperatura warstwy spalanego paliwa nie powinna przekraczać temperatury spiekania, która dla biomasy oscyluje pomiędzy $600 - 1000^\circ\text{C}$ [9].

Spalanie interpretuje się jako kilka procesów następczych występujących na ruszcie. Przebiegają one jeden po drugim bez wyraźnych granic początku i końca. Możemy je podzielić na 6 głównych etapów: suszenie

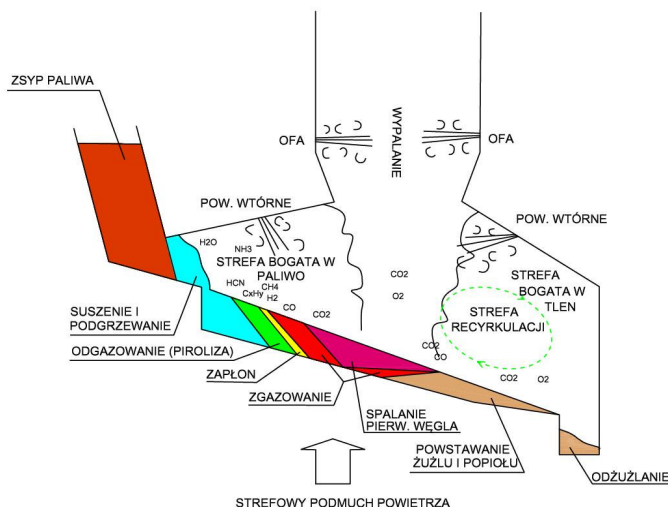
i podgrzanie paliwa, odgazowanie części lotnych, zapłon, zgazowanie, spalanie pierwiastka węgla, powstawanie popiołu i żużla. Na Rys. 1.2 zobrazowano proces spalania wzdłuż rusztu kotła energetycznego. Podawane paliwo najpierw jest podgrzewane, dalej następuje odparowanie wilgoci przemijającej. Paliwo przesuwa się kierunku następnej strefy, uzyskuje coraz większą temperaturę w strefie ubogiej w utleniacz. Następuje odparowanie wilgoci higroskopijnej. Dalsze podgrzewanie paliwa przy niedoborze utleniacza powoduje odgazowanie części lotnych. Kolejnym etapem jest zapłon paliwa po przekroczeniu temperatury zapłonu dla danego paliwa. Proces zgazowania zachodzi przy częściowym niedoborze tlenu, a ciepło potrzebne do utrzymania reakcji pochodzi od reakcji spalania.

Do głównych składników gazowych powstających podczas procesu zgazowania możemy zaliczyć: CO , H_2 , CO_2 , H_2O , CH_4 , H_2S [10]. Najważniejszym procesem jest reakcja utleniania węgla pierwiastkowego do CO_2 zgodnie z równaniem:



Reakcja ta jest silnie egzotermiczna. Proces spalania w palenisku rzeczywistym nie jest idealny. Spalanie przebiega w sposób niezupełny i niecałkowity [11]. Skutkuje to obecnością części palnych w żużlu, który jest usuwany za pomocą odżuźlacza oraz w popiele wyłapywanym za pomocą odpylaczy zamontowanych w kanałach spalin, a także obecnością CO w spalinach, pomimo że w tak zwanej strefie recyrkulacji bogatej w tlen, następuje dopalanie się CO [8].

W zakresie ograniczania emisji gazowych zanieczyszczeń ważnym aspektem jest stosowanie dyszy powietrza wtórnego: bocznego oraz dysz OFA zapewniających zmniejszenie emisji NO_x i poprawiających proces spalania [9]. Stosunek nadmiaru powietrza do spalania λ dla rusztów wibracyjnych dla spalania węgla powinien mieścić się w zakresie $1,25 - 1,35$ a dla spalania drewna/kory $1,20 - 1,25$ [7].

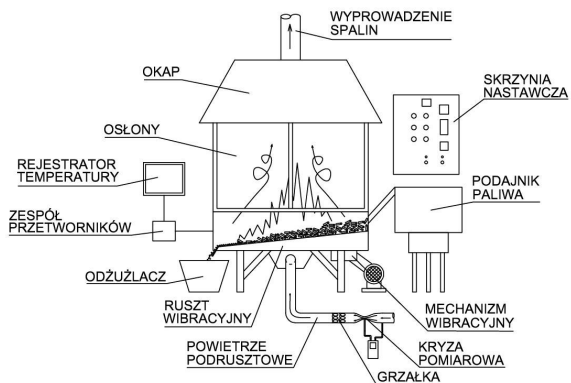


Rys. 1.1. Spalanie wzdłuż rusztu kotła, opracowanie własne na podstawie [8, 11, 12]

Przeprowadzone badania miały na celu wyznaczenie profilu temperatury wzdłuż płyty rusztu na powierzchni wymurówki doświadczalnego stanowiska rusztowego budowanego w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych we współpracy z firmą Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o. dla zadanych obciążeń cieplnych przy zastosowanym modelu wibracji paleniska. Uzyskane wyniki posłużyły jako warunki brzegowe do wyznaczenia jednostkowego strumienia ciepła przenikającego przez przegrodę oraz wymaganej przez przepisy BHP warstwy izolacji.

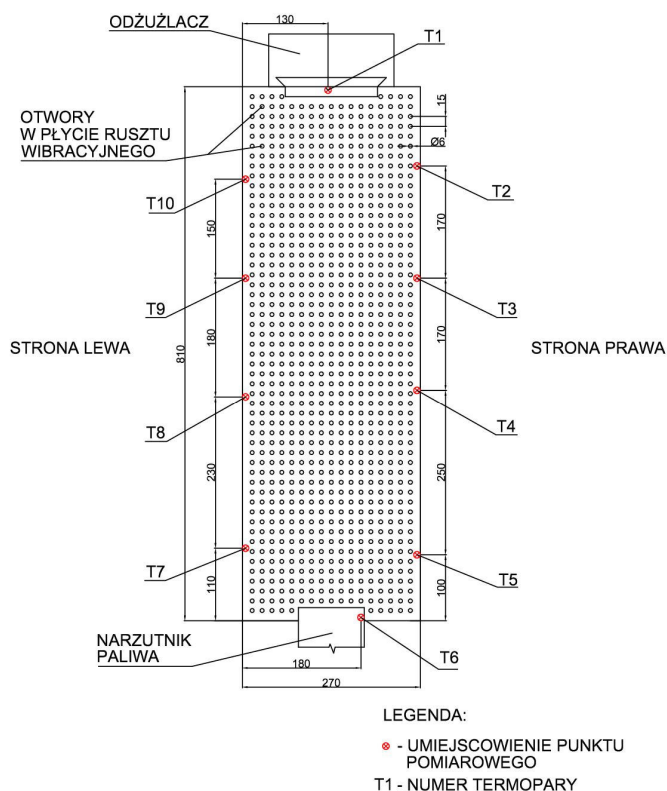
2. Metodyka

Badawcze stanowisko pomiarowe składało się z komory paleniskowej wyposażonej w ruszt wibracyjny o pochyleniu 8° z nawierconymi otworami umożliwiającymi dystrybucję powietrza w obszar paleniska. Stanowisko zostało wyposażone w okap oraz osłony z szyb żaroodpornych. Regulacja strumienia powietrza odbywała się poprzez zawór dławiący zamontowany na rurociągu przed kryzą pomiarową typu ISA. Dostarczona charakterystyka kryzy umożliwiała kontrolę podawanego powietrza podrusztowego. Pomiar ciśnienia wykonywano za pomocą miernika ciśnienia UEi EM 200 z dokładnością pomiaru 1,5 % w całej skali. Na rurociągu zamontowano grzałki umożliwiające podgrzanie strumienia powietrza do temperatury 200°C . Układ wibracyjny składał się z silnika połączonego pasem transmisyjnym z elementem zaczepionym mimośrodowo do płyty rusztu. Zasilanie paliwem zapewniał podajnik wibracyjny firmy WIBRAMET. Stanowisko zostało ponadto wyposażone w skrzynię nastawczą umożliwiającą płynną regulację strumienia paliwa oraz mechanizmu wibracyjnego rusztu. Schemat na Rys. 2.1 przedstawia omawiane stanowisko badawcze.



Rys. 2.1 Schemat doświadczonego stanowiska rusztowego

Podczas badań wykorzystano układ pomiarowy wykorzystujący 10 termopar NiCr-NiAl typu K o dopuszczalnym zakresie pracy mieszczącym się w granicach od -100°C do 1100°C połączonych z systemem przetworników oraz modułem pomiarowym podłączonym do komputera w trybie pracy on – line. Pomiar temperatury odbywał się co 1 sekundę z dokładnością do 1°C . Termoelementy zostały zamontowane w odległości 4 – 5 mm od powierzchni wymurówki na wysokości 50 mm nad płytą rusztu. Umieszczenie termopar ilustruje Rys. 2.2



Rys. 2.2 Rozmieszczenie punktów pomiarowych na powierzchni wymurówki.

Korzystając z przedstawionych poniżej zależności (2.1) obliczono zapotrzebowanie do spalania paliwa dla zakładanego obciążenia termicznego.

$$\dot{B} = \frac{A \cdot q_r}{Q_f} \quad (2.1)$$

Gdzie:

A – Powierzchnia rusztu, m^2

q_r – Obciążenie termiczne, MW/m^2

Q_f – Wartość opałowa, MJ/kg

Zapotrzebowanie powietrza do spalania obliczono ze wzoru Boie'a (2.2). Należy przy tym pamiętać, że zastosowanie wzoru Boie'a do obliczeń związanych z biomasą wiąże się pewnym błędem. Jednak dla obliczeń inżynierskich taka dokładność jest wystarczająca. Zapotrzebowanie powietrza do spalania wyniosło

$V_p^t = 4,73 \frac{\text{m}_N^3}{\text{kg pal}}$. Nadmiar podawanego powietrza podrusztowego starano się utrzymywać na poziomie $\lambda = 1,2$.

$$V_p^r = 0,241 \frac{Q_i^r \cdot \frac{94}{100 - A^r} + 2300}{1000} \cdot \frac{100 - A^r}{94} \quad (2.2)$$

Gdzie:

Q_i^r – wartość opałowa paliwa, kJ/kg

A^r – zawartość popiołu, %

3. Analiza paliwa

Paliwem wykorzystanym podczas badań był pelet słomiany o następującym składzie elementarnym (Tab. 1). Użyta biomasa cechuje się typowym składem jak dla paliw przetworzonych ze słomy [13]. Pelet słomiany cechuje się wysoką zdolnością do spiekania, żuźlowania oraz tworzenia się większych aglomeratów w popiele, co może stwarzać wiele problemów eksploatacyjnych urządzeń kotłowych [9].

Tab. 1 Analiza elementarna paliwa

	Jednostka	Pelety ze słomy
Paliwo w stanie roboczym		
Wartość opałowa	MJ/kg	17,3
Całkowita zawartość wilgoci	%	8
Popiół	%	4,6
Gęstość nasypowa	kg/m ³	550
Rozmiar peletu oraz właściwości		
Średnica	mm	10
Długość	mm	40
Zawartość części drobnych (<3,15 mm)	%	1
Analiza masy suchej (% - wagi)		
Węgiel C	%	47
Wodór H	%	6
Tlen O	%	41
Wodór N	%	0,5
Siarka S	%	0,1
Popiół	%	5
Chlor Cl, max.	%	0,5
Części lotne (daf)	%	72,7
Związki alkaliczne w paliwie (słabe kwasy rozpuszczalne)		
(Na + K)	%	0,8
Analiza popiołu (mg/kg suchego)		
Si	mg/kg	10
Al	mg/kg	50
Fe	mg/kg	100
Mg	mg/kg	700
Ca	mg/kg	4
Na	mg/kg	500
K	mg/kg	10
P	mg/kg	1

4. Opis badań

Podczas badań przeprowadzonych w dniu 13.12.2013 osiągnięto obciążenie termiczne rzędu 0,42 MW/ m² przy strumieniu paliwa równym 19,1 kg/h co daje moc w paliwie na poziomie 91,8 kW. Pomiar temperatury został przeprowadzony dla kolejnych wartości temperatury powietrza podrusztowego odpowiednio: 37°C, 61°C, 109°C, 156°C, 212°C. Układ wibracyjny rusztu był załączany co 5 minut na okres 10 sekund. Warunki atmosferyczne w dniu badań wyglądały następująco: temperatura otoczenia 3°C przy wilgotności powietrza 55% i ciśnieniu barometrycznym 1011,9 hPa. Rys. 3.1 przedstawia stanowisko badawcze podczas pracy na zadanym

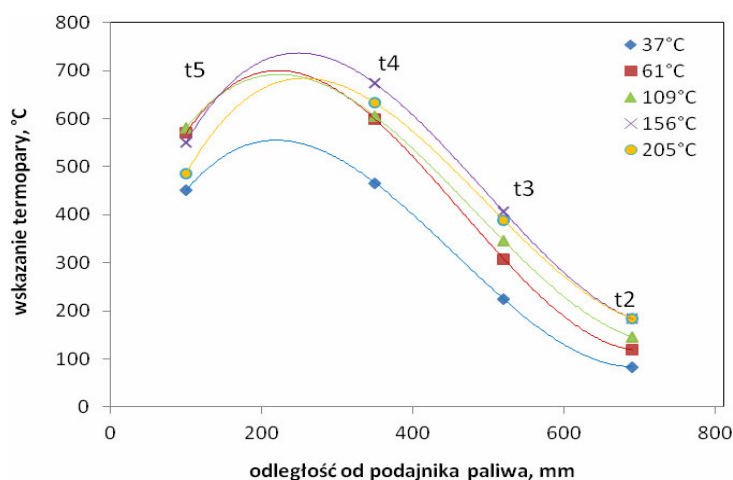
obciążeniu cieplnym. Uzyskane wyniki rozkładu temperatury na powierzchni wymurówki dla stanu ustalonego posłużyły do wykreślenia charakterystyk rozkładu temperatury na ścianach paleniska.



Rys. 4.1 Widok na komorę paleniskową podczas pracy

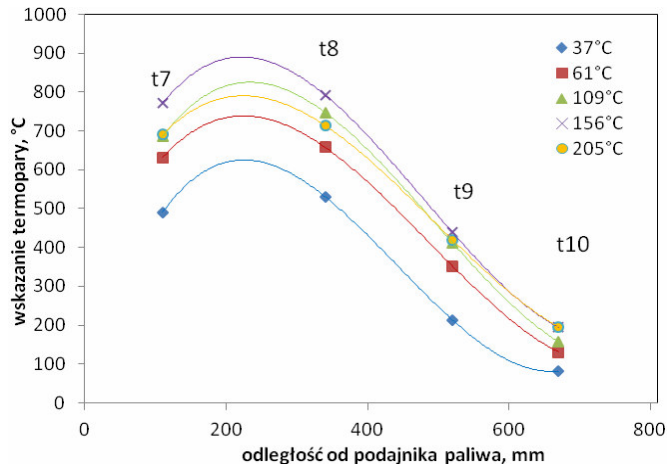
4.1. Rezultaty badań oraz dyskusja

Uzyskane wyniki posłużyły do wykreślenia charakterystyk rozkładu temperatury w warstwie przyściennej wzdłuż płyty rusztu dla kolejnych wartości temperatury podawanego powietrza podrusztowego. W celu obliczenia średnich wartości temperatury na poszczególnych termoparach posłużono się średnią geometryczną oddającą lepiej charakter zjawisk następujących dynamicznie. Na Rys. 4.2 przedstawiono rozkład temperatury dla ściany prawej paleniska. Uzyskane wartości aproksymowano wielomianem stopnia 3. Wraz ze zwiększaniem temperatury powietrza podrusztowego uzyskano generalny wzrost wartości temperatury w warstwie przyściennej. Dla wszystkich funkcji maksimum występuje w przedziale 150 – 300 mm od podajnika paliwa najwyższe wartości temperatury oscylują na poziomie 700°C dla powietrza podrusztowego o temperaturze 156°C. Natomiast minimum funkcji zostaje osiągnięte w pobliżu odżuźlacza, temperatura nie przekracza 200°C. Dla temperatury 205°C powietrza podrusztowego odnotowano niższe wskazania termopar od temperatury 156°C. Jest to spowodowane okresowymi zakłóceniami na ruszcie, chwilowym przesunięciem się frontu spalania, bądź niedostatecznym długim okresem rejestracji pomiaru.



Rys. 4.2 Rozkład temperatury wzdłuż rusztu dla badanych temperatur powietrza podawanego pod ruszt w dniu 13.12.2013 dla termopar t5 - t2 (ściana prawa)

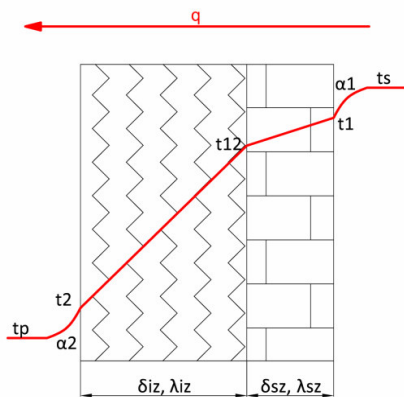
Dla ściany lewej paleniska wykreślono charakterystyki w identyczny sposób (Rys. 4.3). Odnotowano wyższe wartości temperatury w centralnej części paleniska w porównaniu ze ścianą prawą. Maksimum funkcji również znajduje się w odległości 150 – 300 mm od podajnika paliwa. Wartości maksymalne temperatury oscylują w granicach 800°C dla powietrza podrusztowego o temperaturze 156°C. Tak samo jak na Rys. 4.2 funkcja 205°C znajduje się niżej niż 156°C. Co może sugerować, że nie jest to spowodowane błędami pomiarowymi, a stałą tendencją zjawiska.



Rys.4.3 Rozkład temperatury wzdłuż rusztu dla badanych temperatur powietrza podawanego pod ruszt w dniu 13.12.2013 dla termopar t7 – t10 (ściana lewa)

5. Projekt wymaganej grubości izolacji

Wyniki wykonanych badań posłużyły do obliczenia grubości izolacji komory paleniskowej, koniecznej do minimalizacji strat ciepła do otoczenia oraz nie przekroczenia bezpiecznej temperatury zewnętrznej izolacji urządzeń energetycznych [14]. W celu obliczenia średniej temperatury na powierzchni wymurówki wykorzystano średnią całkową w granicach całkowania 0 – 810 mm co odpowiada długości płyty rusztu dla funkcji aproksymowanej wielomianem 3 stopnia o wartości temperatury powietrza podrusztowego równej 156°C. Uzyskano następujące wyniki dla ściany prawej oraz lewej odpowiednio 474°C oraz 589°C. Średnia temperatura z tych 2 wartości wyniosła 532°C. Wartość 532°C przyjęto do dalszych obliczeń jako t_1 (Rys. 5.1) temperaturę wnikaną ciepła po stronie spalin. Na Rys. 5.1 przedstawiono rozważany schemat przenikania ciepła dla stanu ustalonego.



Rys. 5.1 Przekrój przez przegrodę komory paleniskowej

W warunkach ustalonego przepływu ciepła dla przegrody możemy zapisać równanie (5.1) [15]:

$$\dot{q} = \frac{t_1 - t_p}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{iz}}{\lambda_{iz}} + \frac{\delta_{sz}}{\lambda_{sz}}} \quad (5.1)$$

Wartość współczynnika wnikania ciepła α_1 oraz jednostkowego strumienia strat ciepła \dot{q} obliczono posługując się wzorami kryterialnymi dla konwekcji wymuszonej z prędkością omywania 1 m/s. Zależności te można znaleźć w pozycji literaturowej [15, 16]. W tabeli Tab. 2 zamieszczono wyniki obliczeń.

Tab. 2 Wyniki obliczeń grubości izolacji dla średniej temperatury wewnętrznej ścianki szamotu równiej 487°C

Oznaczenie	Wartość	Jednostka	Opis
t_p	25	°C	Temperatura powietrza zewnętrznego
t_1	487	°C	Temperatura wewnętrznej ścianki wymurówki
t_2	44,8	°C	Temperatura zewnętrznej ścianki izolacji
δ_{i1}	0,115	m	Grubość cegły szamotowej
λ_{sz}	0,84	W/mK	Współczynnik przewodzenia cieplnego cegły szamotowej
λ_{iz}	0,036	W/mK	Współczynnik przewodzenia cieplnego wełny mineralnej
w	1	m/s	Prędkość omywania płyty
l_o	0,8	m	Wymiar charakterystyczny - wysokość płyty
Nu	144,9	-	Liczba Nusselta
α_2	3,9	W/m ² K	Współczynnik wnikania ciepła α_2 dla konwekcji wymuszonej na zewnątrz
δ_{iz}	0,20	m	Obliczona grubość izolacji z dokładnością do 1 cm
\dot{q}	77,8	W/m ²	Jednostkowy strumień ciepła
t_{w12}	477	°C	Temperatura pomiędzy warstwą izolacji a cegłą szamotową
A_w	2,40	m ²	Powierzchnia wewnętrzna komory paleniskowej
A_z	3,68	m ²	Powierzchnia zewnętrzna izolacji komory paleniskowej
Q	286	W	Strumień strat ciepła do otoczenia

Obliczona grubość izolacji zapewnia bezpieczne użytkowanie urządzenia kotłowego. Zgodnie z przepisami BHP temperatura powierzchni izolacji nie przekracza wartości 45°C. Całkowity strumień strat ciepła przez powierzchnię zewnętrzną komory paleniskowej wyniósł 286 W.

6. Obliczenia cieplne komory paleniskowej

Poniżej przedstawiono wybrane obliczenia cieplne komory paleniskowej. W sposób uproszczony obliczono radiacyjny współczynnik wnikania ciepła α_{rad} , a także średnią temperaturę panującą w komorze paleniskowej. Wykonano również obliczenia teoretycznej temperatury spalania.

W celu poznania stężenia gazów trójatomowych w komorze paleniskowej wykonano bilans spalania na podstawie dostarczonego składu elementarnego paliwa przy założeniu, że spalanie paliwa odbywa się w sposób zupełny i całkowity dla stosunku nadmiaru powietrza λ równemu 1,2 [17]. Tabela Tab. 3 przedstawia skład spalin suchych oraz mokrych. Szczególną uwagę należy zwrócić na niską zawartość SO₂ w spalinach, wynika to z niewielkiej zawartości siarki w paliwie z biomasy na poziomie 0,1%.

Korzystając ze wzorów empirycznych Schack-a obliczono α_{rad} radiacyjne dla uproszczonego układu komory paleniskowej przedstawionego na Rys. 6.1. Wykorzystane wzory (6.1), (6.2) można znaleźć w pozycji literaturowej [18, 19]. Uproszczenie polega na sprowadzeniu zadania do układu jednowymiarowego oraz, przyjęciu, że gaz promieniujący zawiera tylko CO₂ oraz H₂O, a przepływ ciepła odbywa się na 2 nieskończone płyty, które są

dłuższymi bokami komory paleniskowej. W obliczeniach nie uwzględniono emisyjności płomienia oraz pyłu lotnego, a także nakładania się pasm CO₂ oraz H₂O.

Tab. 3 Jednostkowy skład i strumień spalin suchych oraz mokrych

Jednostkowy strumień i skład spalin suchych		
V _{ss}	4,9	m ³ _n ss/kg pal.
[CO ₂]	16,7	%
[SO ₂]	133	ppm
[O ₂]	3,5	%
[N ₂]	79,8	%
X _{zs}	0,163	m ³ _n H ₂ O/m ³ _n ss
Jednostkowy strumień i skład spalin wilgotnych		
V _{sw}	5,7	m ³ _n ss/kg pal.
(CO ₂)	14,4	%
(SO ₂)	115	ppm
(O ₂)	3,0	%
(NO ₂)	68,6	%
(H ₂ O)	14,0	%

$$\alpha_r(\text{CO}_2) = a \cdot \sqrt[3]{(p \cdot s)(0,0513(t_1 + t_s) - 30,25)} \quad (6.1)$$

$$\alpha_r(\text{H}_2\text{O}) = a \cdot p^{0,8} \cdot s^{0,6}(0,107(t_1 + t_s) - 46,5) \quad (6.2)$$

Gdzie:

p - ciśnienie cząstkowe promieniującego gazu, atm

t_s – średnia temperatura spalin, °C

t₁ –średnia temperatura ścianki, °C

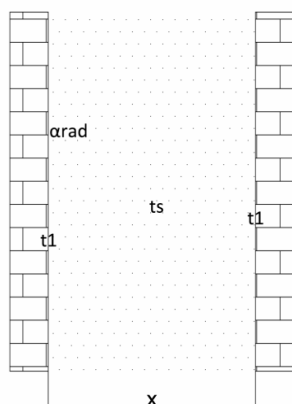
a – zdolność absorpcyjna powierzchni opromieniowanej a = (01), -

s –warstwa obliczeniowa gazu, m

W obliczeniach kotłowych można przyjąć, że α_{rad} stanowi zdecydowaną większość w α₁. W rozpatrywanym zagadnieniu przyjęto, że część konwekcyjna stanowi 5% α_{rad}. Całkowity współczynnik wnikania ciepła α₁ obliczono z zależności (6.3) oraz (6.4) [20].

$$\alpha_{rad} = \alpha_r(\text{H}_2\text{O}) + \alpha_r(\text{CO}_2) \quad (6.3)$$

$$\alpha_1 = \alpha_{kon} + \alpha_{rad} = \alpha_{rad} + 5\% \cdot \alpha_{rad} \quad (6.4)$$



Rys. 6.1 Uproszczony schemat komory paleniskowej

W celu obliczenia średniej temperatury panującej w komorze paleniskowej skorzystano z wcześniej obliczonego jednostkowego strumienia ciepła \dot{q} dla stanu ustalonego z obliczoną grubością izolacji, skorzystano z następującej zależności (6.5) [15].

$$t_s = \frac{\dot{q}}{\alpha_1} + t_1 \quad (6.5)$$

Wykonanie obliczeń polegało na założeniu temperatury t_s i obliczeniu α_{rad} , a następnie skorygowaniu tej wartości dla wyliczonej t_s . Obliczony tą metodą całkowity współczynnik α_1 wyniósł $18,15 \text{ W/m}^2\text{K}$, a średnia temperatura spalin t_s równa 491°C . Różnica temperatury Δt pomiędzy powierzchnią wymurówki, a spalinami wyniosła 4°C . Posługując się algorytmem obliczeniowym z pozycji literaturowej [20], wykonano obliczenia teoretycznej temperatury spalania. Wielkość tą obliczono z zależności (6.6).

$$t^t = \frac{Q_{ir}^r \left(1 - \frac{S_3}{100}\right) + I_{pow}}{V_{sm} \cdot c_p} \quad (6.6)$$

Gdzie:

Q_{ir} – wartość opałowa paliwa, kJ/kg

S_3 – strata niepełnego spalania, -

I_{pow} – entalpia powietrza, kJ/kg

V_{sm} – objętość spalin mokrych, $\text{m}^3_n/\text{kg pal.}$

c_p – średnie ciepło właściwe spalin w danej temperaturze, $\text{kJ/m}^3_n\text{K}$

Entalpię powietrza odczytano z tablic dla wartości temperatury 156°C . Wartość teoretycznej temperatury spalania jest zbliżona do temperatury kalometrycznej t_{zn} , takiej do której nagrzałyby się produkty pełnego spalania, gdyby całe ciepło z paliwa i powietrza zostało użyte na ich ogrzanie [21]. Z tym wyjątkiem że wzór (6.5) uwzględni stratę S_3 niepełnego spalania, gdy w spalinach znajdują się niewypalone składniki CO oraz H_2 . Stratę S_3 przyjęto z tablic na poziomie 0,5% [20]. W toku obliczeń zakładano t_1 i dla niej odczytano z tablic wartości średniego ciepła właściwego spalin. Dla otrzymanego wyniku wartości t_1 odczytano c_p po raz kolejny, aż do uzyskania żądanej dokładności obliczeń wynoszącej 1°C . Teoretyczna temperatura spalania wyniosła 1740°C . Wartość rzeczywistej temperatury będzie niższa [20].

7. Podsumowanie

W artykule opisano badania przeprowadzone na doświadczalnym stanowisku rusztowym. Rezultaty badań przyczynią się do rozwoju technologii utylizacji biomasy oraz odpadów na rusztach wibracyjnych. W części badawczej opisano uzyskane rozkłady temperatury na powierzchni wymurówki. W części obliczeniowej wyliczono niezbędną grubość izolacji w celu spełnienia norm i przepisów BHP mówiących o maksymalnej temperaturze powierzchni zewnętrznych urządzeń energetycznych. Dodatkowo wykonano bilans spalania, w celu poznania składu spalin na wylocie z komory paleniskowej. Obliczono w sposób przybliżony radiacyjny współczynnik wnikania ciepła po stronie spalin oraz konwekcyjny współczynnik wnikania ciepła dla powierzchni zewnętrznej izolacji. Obliczono teoretyczną temperaturę spalania, która opisuje maksymalną teoretyczną temperaturę jaka może pojawić się w obszarze paleniska. Obliczenia wykonano dla obciążenia termicznego rusztu na poziomie $0,42 \text{ MW/m}^2$ przy temperaturze powietrza podrusztowego o wartości 156°C .

Literatura

1. Van Loo S., Koppejan J.: *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. Earthscan, Londyn 2008;
2. Dahlquist E., *Technologies of Converting Biomass to Useful Energy*. CRC PRES Taylor & Francis Group Boca Raton 2013;
3. Kotły Foster Wheeler'a do spalania biomasy - aktualny stan i perspektywy rozwojowe. Forum Technologii w Energetyce - Spalanie Biomasy Bełchatów 27-28.10.2011, [dostęp 06.12.2014], http://scc.com.pl/konferencje/prezentacje/FTEB_27-20-2011/10%20J.Cwielag.pdf;
4. Łaskawiec J. M., Zabiełło Z., Smorąg H. *SEFAKO – nowe, innowacyjne rozwiązania projektowo – technologiczne dla wyspy kotłowej*, Klaster Wspólnota Wiedzy i Innowacji w zakresie Generacji i Użytkowania Energii od skali Mega do Nano, Politechnika Wrocławska 02.04.2012, [dostęp 06.12.2014], <http://www.klaster-energia.wroc.pl/storage/File/Artykul%20Sefako.pdf>;
5. Stern C. A., *Air Pollution Volume 4. Engineering control of Air Pollution*. Academic Press, Inc., New York, 1977;
6. American Boiler Manufacturers' Association, "A Guide to Clean and Efficient Operation of Coal - stoker-fired Boilers" EPA – 600/8-81-016 Washington 1981;
7. Kitto J. B., Stultz S.C.: *Steam its generation and use, Edition 41*. The Babcock & Wilcox Company a McDermott company, First printing, U. S. A. 2005, [dostęp 06.12.2014], http://bib.convdocs.org/docs/18/17383/conv_1/file1.pdf ;
8. Norman T., *CFD modelling of grate combustion processes*. The B&W Company [dostęp 06.12.2014], <http://www.dansis.dk/Filarkiv/pdf-filer/2011/3/CFD%20presentation%20DANSIS%202011%20TN.pdf>;
9. Pronobis M., *Modernizacja Kotłów Energetycznych*, Wydawnictwo Naukowo – Techniczne, Warszawa 2002;
10. Piskowska – Wasiak J.: *Oczyszczanie i przetwarzanie gazu ze zgazowania biomasy w celu wytworzenia SNG (Substitute Natural Gas)*. Instytut Nafty i Gazu, Oddział Warszawa. NAFTA-GAZ, Maj 2011. [dostęp 06.12.2014], <http://www.inig.pl/inst/nafta-gaz/nafta-gaz/Nafta-Gaz-2011-05-07.pdf>;
11. Ostrowski Z., Zabłocki K., Zagórski J.: *Kotły Parowe. Tom I*. Państwowe Wydawnictwa Techniczne. Warszawa 1956;
12. Yin C., Rosendahl L. A, Kær S. K., *Grate-firing of biomass for heat and power production*. Journal Volume 34, Issue 6, December 2008, Pages 725–754. [dostęp 06.12.2014], <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128508000245>;
13. Wandrasz J., Wandrasz A.: *Paliwa formowane biopaliwa i paliwa z odpadów w procesach termicznych*. Wydawnictwo „Seidel-Przywecki” Sp. z o.o., Warszawa 2006;
14. PN-EN ISO 12241:2010;
15. Kostowski E., *Przepływ ciepła. Skrypty uczelniane nr 1562*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1991;
16. Kostowski E., *Zbiór zadań z przepływu ciepła*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2001.

17. Szargut J., *Termodynamika techniczna*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011;
18. Hobler T., *Inżynieria chemiczna – Ruch ciepła i wymienniki*. Państwowe Wydawnictwa Techniczne, Warszawa 1959;
19. Kostowski E., *Promieniowanie cieplne*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009;
20. Orłowski P., *Kotły Parowe – Konstrukcja i obliczenia*. Wydawnictwa Naukowo Techniczne, Warszawa 1966;
21. Pikoń J., Hehlmann J., *Maszynoznawstwo i technika cieplna cz. V, Skrypty uczelniane nr 389*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1972;
22. Gądek W., Ciukaj S., Kalisz S., *Inżynieria Środowiska w Energetyce i Motoryzacji., rozdział pt. Analiza rozkładu temperatury wzdłuż płyty rusztu wibracyjnego doświadczalnego stanowiska badawczego*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2014, ISBN: 978-83-61506-25-6;

XVI. Zagospodarowanie ciepła odpadowego w nowoczesnym układzie gazowo - parowym z instalacją wychwytu i sprężania CO₂ poprzez siłownie ORC

Janusz Kotowicz¹, Mateusz Brzeczek²;

¹ Politechnika Śląska; IMiUE, adres: Akademicka 2a, tel.: 32-237-23-10, e-mail: janusz.kotowicz@polsl.pl,

² Politechnika Śląska; IMiUE, adres: Akadmicka 2a, tel.: 32-237-22-85, e-mail: mateusz.brzeczek@polsl.pl.

Streszczenie

W artykule przedstawiono koncepcję wykorzystania ciepła odpadowego poprzez nadbudowę bloku gazowo - parowego z instalacją wychwytu i sprężania CO₂ o siłownie ORC. Lokalizacja źródeł ciepła odpadowego pozwoliła na zastosowanie instalacji ORC wykorzystującej ciepło spalin wylotowych z kotła kierowanych do absorbera lub ciepło wody wracającej do obiegu parowego z wymiennika desorbera. Analiza obejmowała dobór optymalnego czynnika niskowrzącego w układach ORC z spośród zaproponowanych substancji: *etanol*, *heptan*, *toluen*, *benzen*, *R11*, *R113*, *R141b* i *R245ca*. Porównano moce, sprawności oraz wskaźniki emisji dwutlenku węgla bloków zintegrowanych z siłowniami ORC.

Słowa kluczowe: układ gazowo - parowy, turbina parowa, moduł ORC, wychwyty CO₂, czynnik niskowrzący.

1. Wstęp

Elektrownie gazowo - parowe charakteryzują się jednymi z najwyższych sprawności wśród technologii wytwarzania energii elektrycznej. Układy te należą do najszybciej rozwijających się rozwiązań, obecnie osiągają sprawności przekraczające 60%. Układy gazowo - parowe wyróżniają korzystne charakterystyki ekologiczne - emisja CO₂ przy sprawności 60% na poziomie 330 kgCO₂/MWh jest ok. 2,5-krotnie niższa od emisji nowoczesnych elektrowni węglowych wynoszącej ponad 800 kgCO₂/MWh. Obecnie w Polsce technologia ta nie jest popularna ze względu na wysoką cenę gazu ziemnego [2,8].

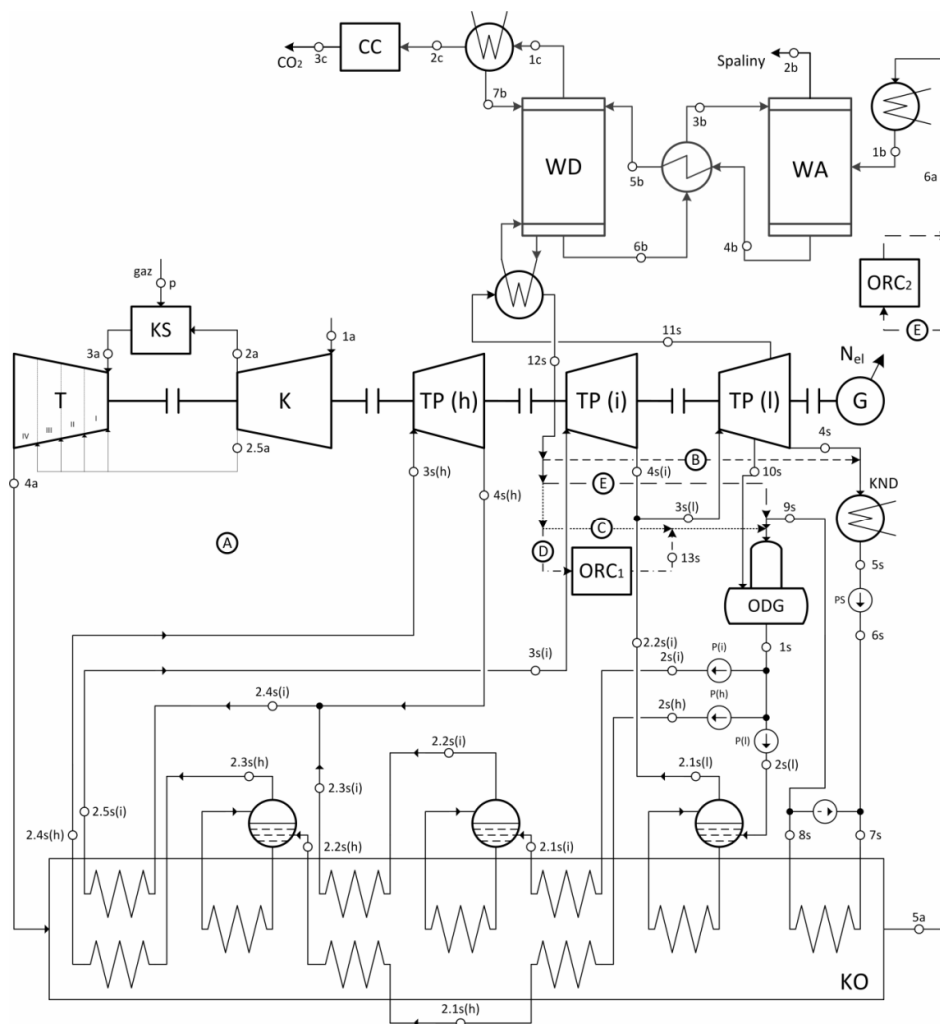
Przed energetyką stawiane są nowe wyzwania związane z ograniczeniem emisji CO₂. Obecnie rozwijane są technologie wychwytu i magazynowania dwutlenku węgla - CCS (ang. *Carbon Capture and Storage*), mające umożliwić blisko zero-emisyjną produkcję energii elektrycznej z paliw kopalnych. Celem tej instalacji jest odseparowanie CO₂, a następnie jego transport i składowanie. Najłatwiejszą do wdrożenia jest technologia *post - combustion*, która opiera się na separacji CO₂ ze spalin, więc nie ingeruje ona w proces spalania i w podstawową strukturę bloku energetycznego. Obecnie optymalnym sposobem separacji jest absorpcja chemiczna, co potwierdza porównanie literatury, np. [3,6,9,10].

Integracja bloku gazowo - parowego z instalacją wychwytu CO₂ powoduje spadek mocy i sprawności całej elektrowni. W celu zmniejszenia strat mocy poszukuje się możliwości wykorzystania ciepła odpadowego znajdującego się w bloku. Jedną z takich koncepcji jest zastosowanie siłowni ORC (z ang. *Organic Rankine Cycle*) z czynnikiem niskowrzącym. Układy ORC zaczynają być sprawdzonymi i dostępnymi technologicznie rozwiązaniami, szczególnie w energetyce rozproszonej. Wykorzystanie niskotemperaturowych źródeł ciepła odbywa się w obiegu Rankine'a. Obiegi te pracują na takiej samej zasadzie jak obieg Clausiusa - Rankiene'a. Różnica polega na czynniku roboczym. W obiegu Rankiene'a czynnikiem jest ciecz niskowrząca (np. węglowodory aromatyczne, alkohole). W artykule przedstawiono koncepcję wykorzystania ciepła odpadowego poprzez nadbudowę bloku gazowo - parowego z instalacją wychwytu i sprężania CO₂ o siłownie ORC [12,13,14].

2. Charakterystyka bloku gazowo - parowego

Struktura analizowanej elektrowni gazowo - parowej z instalacją wychwytu i sprężania CO₂ została przedstawiona na rys. 2.1. Dla badanego układu gazowo - parowego zaproponowano turbinę gazową o mocy netto równej 200 MW, klasy G. Założono, że temperatura za komorą spalania (punkt 3a na rys. 2.1) wynosi 1500°C, a stosunek sprężania równy jest 23. Zastosowano otwarte błonowe chłodzenie powietrzem łopatek ekspandera. Spaliny wylotowe z turbiny gazowej zasilają kocioł odzyskowy, w którym generowana jest para zasilająca obieg parowy. Zdecydowano się na zastosowanie trój-ciśnieniowego kotła odzyskowego z przegrzewem międzystopniowym pary wtórnej.

Do analizowanej elektrowni dostarczone jest powietrze o temperaturze 15°C, ciśnieniu 101,325 kPa i wilgotności względnej 60%. Komora spalania zasilana jest gazem ziemnym o składzie molowym: 98,21% CH₄, 1,27% N₂, 0,52% CO₂ i wartości opałowej $W_d = 50,18$ MJ/kg. Analizowany model bloku został wykonany w programie GateCycle™ [7]. Dobór parametrów dla części parowej układu gazowo - parowego został poprzedzony optymalizacją z wykorzystaniem algorytmów genetycznych, które przedstawiono w innych publikacjach autorów np. w [5]. W tabeli 1 zostały zestawione główne założenia dotyczące części gazowej i parowej analizowanej elektrowni.



Rys. 2.1 Struktura układu gazowo - parowego z instalacją wychwytu i sprężania CO₂ wraz z koncepcjami jego nadbudowy (G – generator, T – ekspander turbiny gazowej, KS – komora spalania, K – kompresor, TP – turbina

parowa, KND – kondensator, ODG – odgazowywacz, P – pompa ciśnieniowa, PS – pompa kroplin, KO – kocioł odzyskowy, (h) – dotyczy wysokiego, (i) – średniego, (l) – niskiego poziomu ciśnienia, WA - wieża absorbera, WD - wieża desorbera, CC - sekcja sprężania CO₂, ORC₁₋₂ - siłownie z czynnikiem niskowrzącym)

Strumień spalin z kotła odzyskowego prowadzony jest do wieży absorbera. Przed wieżą absorbera zostaje ochłodzony do temperatury ok. 40°C [11]. W wieży absorbera następuje proces absorpcji chemicznej. Stopień odzysku dwutlenku węgla (*R*) wynosi 90%. Zastosowano MEA (ang. *monoethanolamine*) jako sorbent, którego energochłonność założono na poziomie 4 MJ/kgCO₂. Następnie roztwór aminy z CO₂ kierowany jest do wieży desorbera. Regeneracja sorbentu wymaga dostarczenie odpowiedniej ilości energii. W tym celu wprowadza się upust pary w turbinie parowej niskoprężnej. Strumień pary z upustu turbiny parowej podgrzewa czynnik w wymienniku desorbera do temperatury $T = 125^{\circ}\text{C}$. Ciśnienie pary do regeneracji MEA wynosi $p_{115} = 0,287 \text{ MPa}$.

Sprężanie dwutlenku węgla odseparowanego w instalacji wychwytu CO₂ powoduje dalsze zmniejszanie sprawności i mocy. Założono, że sprężanie dwutlenku węgla odbywać się będzie w 8 - sekcyjnej sprężarce CO₂ do ciśnienia $p_{3c} = 13 \text{ MPa}$. Przyjęto identyczne stosunki ciśnień w każdej ze sprężarek oraz założono międzysieczkowe ochładzanie strumienia CO₂ do temperatury 30°C.

Wariant A jest wariantem bloku bez instalacji wychwytu i sprężania CO₂, B i C to warianty elektrowni z instalacją separacji i kompresji CO₂, różniące się miejscem odprowadzenia wody z reboilera desorbera. Warianty D i E wykorzystują ciepło odpadowe do generacji dodatkowej mocy w ORC.

Tab. 1 Założenia dla części gazowej i parowej elektrowni gazowo - parowej

Wielkość	Ozn.	Wartość	Jedn.
Sprawność izentropowa sprężarki powietrza	η_{iK}	0,88	-
Sprawność izentropowa ekspandera	η_{iT}	0,90	-
Wskaźnik potrzeb własnych części gazowej i parowej	δ_{g-p}	0,02	-
Temperatura pary świeżej wysokoprężnej	$t_{3s(h)}$	560	°C
Ciśnienie pary świeżej wysokoprężnej	$p_{3s(h)}$	17500	kPa
Temperatura pary wtórnej	$t_{3s(i)}$	560	°C
Ciśnienie pary wtórnej	$p_{3s(i)}$	3600	kPa
Ciśnienie w kondensatorze	p_{KND}	5	kPa
Sprawność izentropowa turbiny parowej	η_{iTP}	0,90	-
Sprawności mechaniczne i generatora	η_{mTP} η_g	0,99	-

Trój-ciśnieniowy układ gazowo - parowy z przegrzewem międzystopniowym pary wtórnej bez instalacji wychwytu i sprężania CO₂, oznaczony jako wariant A, nie posiada racjonalnych źródeł ciepła odpadowego, które można by było zagospodarować poprzez siłownie ORC, gdyż temperatura spalin w punkcie 5a wynosi 80°C.

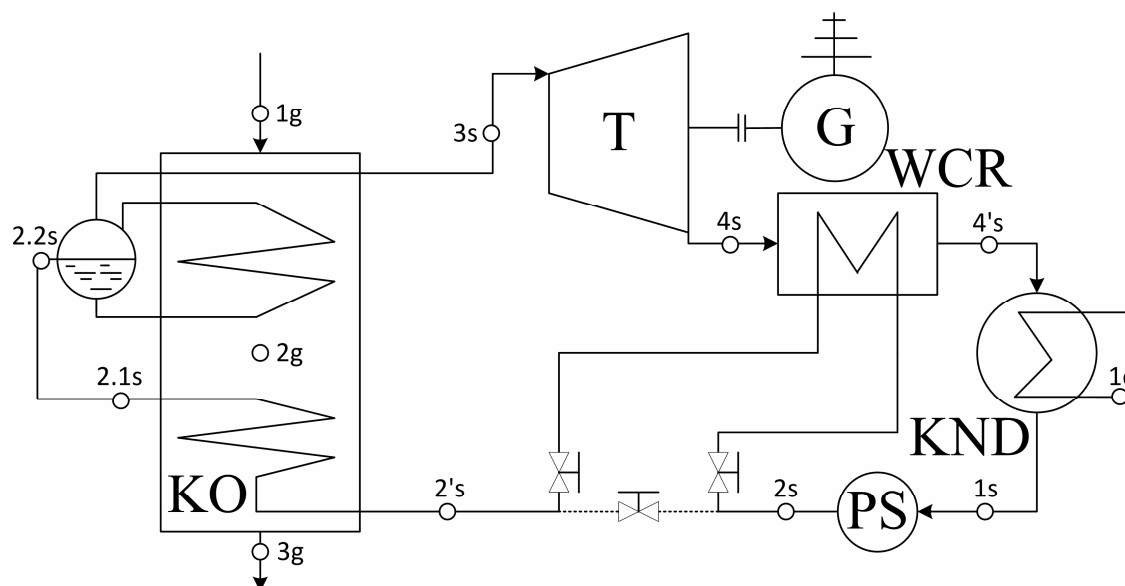
Integrując blok z instalacją wychwytu i sprężania CO₂ możemy zlokalizować dwa źródła ciepła odpadowego w zależności od tego, gdzie zostanie odprowadzona woda z wymiennika desorbera o temperaturze $t_{12s} = 130^{\circ}\text{C}$. Doprowadzić ją można do odgazowywacza (wariant C) lub do skraplacza (wariant B).

Korzystniejszym termodynamicznie rozwiązaniem jest kierowanie wody do odgazowywacza. W konsekwencji czego następuje spadek strumienia pary (pkt. \dot{m}_{10s} na rys. 2.1) prowadzonego do odgazowywacza z niskoprężnej części turbiny parowej. Prowadzi to do wzrostu mocy turbiny parowej. Dodatkowo zabieg taki powoduje zmianę rozkładu temperatur w kotle odzyskowym w części wymiennika dearacyjnego. Temperatura spalin na wylocie z kotła odzyskowego wynosi $t_{5a} = 117^{\circ}\text{C}$. Powstaje w ten sposób źródło ciepła odpadowego, które może wykorzystać ORC (wariant E). Spaliny kierowane są do wieży absorbera, w którym zachodzi proces absorpcji chemicznej, którego efektywność zależy m. in. od temperatury spalin. Im niższa temperatura spalin tym efektywność separacji CO_2 jest większa. Przed wieżą absorbera w instalacji wychwytu i sprężania CO_2 spaliny są chłodzone do temperatury ok. 40°C . W przypadku powrotu wody z wymiennika desorbera do skraplacza istnieje możliwość nadbudowy bloku o siłownię ORC wykorzystującą entalpię wody (wariant D).

Istnieje również trzecie źródło ciepła odpadowego. Zlokalizowane jest w części 8 - sekcyjnego sprężania CO_2 (CC - Rys. 2.1). Jednak aby wykorzystać to ciepło odpadowe w układzie ORC koniecznym byłoby zastosować czynniki niskowrzące o temperaturze krytycznej ok. 30°C (np. R13, R23). Dodatkowo należałoby założyć, że dolne źródło ciepła w module ORC ma temperaturę ok. 5°C , a ciśnienie w skraplaczu ORC jest ciśnieniem saturacji dla temperatury 15°C . Można by było wówczas uzyskać ok. 0,5 - 0,7 MW. Jednak koncepcja ta nie została szczegółowo przeanalizowana z powodu braku dostępności tak niskotemperaturowego dolnego źródła ciepła.

1. Siłownia ORC

Z literatury obejmującej zagadnienia doboru czynnika do siłowni ORC [1] wynika, że nie ma idealnego i uniwersalnego czynnika niskowrzącego, który można zastosować w każdym układzie ORC. Na rys 3.1. przedstawiono schemat siłowni ORC z zastosowaną rekuperacją. Analizowany model modułu ORC został wykonany w programie EBSILON Professional [4].



Rys. 3.1 Siłownia ORC z rekuperacją (WCR - wymiennik ciepła rekuperacyjny, KND – kondensator, T - turbina, G - generator, KO - kocioł odzyskowy, PS - pompa skroplin)

Z uwagi na dysponowane temperatury spalin oraz wody jako źródła ciepła odpadowego wybrano osiem czynników. W tabeli 2 zostały przedstawione media robocze wraz z ich parametrami tj. temperatury krytycznej, ciśnienia krytycznego i ciśnienia nasycenia dla temperatury 25°C , natomiast w tabeli 3 przedstawiono główne założenia dotyczące siłowni ORC.

Tab. 2 Proponowane czynniki niskowrzące wraz z ich parametrami

Czynnik	t_{kryt} °C	p_{kryt} kPa	$p_{sat}(25^{\circ}\text{C})$ kPa
Etanol	240,8	6148	7,9512
R113	213,1	3392	44,831
Benzen	288,9	4906	12,695
Toluen	318,6	4126	3,7993
R11	197,9	4407	106,05
R141b	204,4	4212	78,567
R245ca	174,4	3525	100,82
Heptan	266,9	2736	6,0908

Tab. 3 Założenia do obliczeń układów ORC

Wielkość	Wartość
Ciśnienie czynnika na wlocie do ekspandera ORC	$p_{3s} = p_{nas}(t_{3s})$
Spiętrzenie temperatur w parowaczu (pinch point)	10 K
Niedogrzew czynnika na gorącym końcu ekonomizera (approach point)	5 K
Sprawność wewnętrzna turbiny	80%
Sprawność mechaniczna turbiny	98%
Sprawność wewnętrzna pompy obiegowej	80%
Sprawność mechaniczna pompy obiegowej	99,8%
Sprawność generatora	93%
Względna strata ciśnienia czynnika na ekonomizerze	2%
Względna strata ciśnienia czynnika na wlocie do parowacza	5%
Temperatura wody chłodzącej na wlocie do skraplacza ORC (1c)	15°C
Różnica temperatury między wodą chłodzącą na wlocie do skraplacza ORC (1c) a czynnikiem niskowrzącym na jego wylocie (1s)	10 K
Ciśnienie kondensatu za skraplaczem ORC	$p_{nas}(t_{1s})$

3. Wyniki integracji bloku z siłowniami ORC

Moc elektryczna turbiny gazowej N_{elTG} przedstawiona jest następującą zależnością:

$$N_{elTG} = \left(N_{iT} \cdot \eta_{mT} - \frac{N_{iS}}{\eta_{mS}} \right) \cdot \eta_G \quad (4.1)$$

gdzie: N_{iT} - moc wewnętrzna ekspandera, η_{mT} - sprawność mechaniczna ekspandera, N_{iS} - moc wewnętrzna sprężarki, η_{mS} - sprawność mechaniczna sprężarki, η_G - sprawność generatora.

Sprawność brutto siłowni $\eta_{el,b}$ określa zależność:

$$\eta_{el,b} = \frac{N_{el,b}}{\dot{m}_p W_d} = \frac{N_{elTG} + N_{elTP}}{\dot{m}_p W_d} \quad (4.2)$$

gdzie: $N_{el,b}$ - moc elektryczna brutto elektrowni, N_{elTG} , N_{elTP} - moc elektryczna turbiny gazowej i turbiny parowej, \dot{m}_p - strumień spalane go paliwa, W_d - wartość opałowa paliwa.

Sprawności elektryczne części gazowej η_{elTG} oraz części parowej η_{elTP} określają zależności:

$$\eta_{elTG} = \frac{N_{elTG}}{\dot{m}_p W_d} \quad (4.3)$$

$$\eta_{elTP} = \frac{N_{elTP}}{\dot{Q}_{4a}} \quad (4.4)$$

gdzie: \dot{Q}_{4a} - strumień ciepła doprowadzonego do kotła odzyskowego.

Sprawność elektryczna netto bloku gazowo-parowego obliczana jest analogicznie do (4.2). Uwzględnia jednak dodatkowo potrzeby własne poszczególnych instalacji w obrębie elektrowni, ΔN_{g-p} - potrzeby własne układu gazowo - parowego oraz ΔN_{cc} - potrzeby własne instalacji sprężania CO₂:

$$\eta_{el} = \frac{N_{elTG} + N_{elTP} + N_{elORC} - \sum \Delta N_i}{\dot{m}_p W_d} \quad (4.5)$$

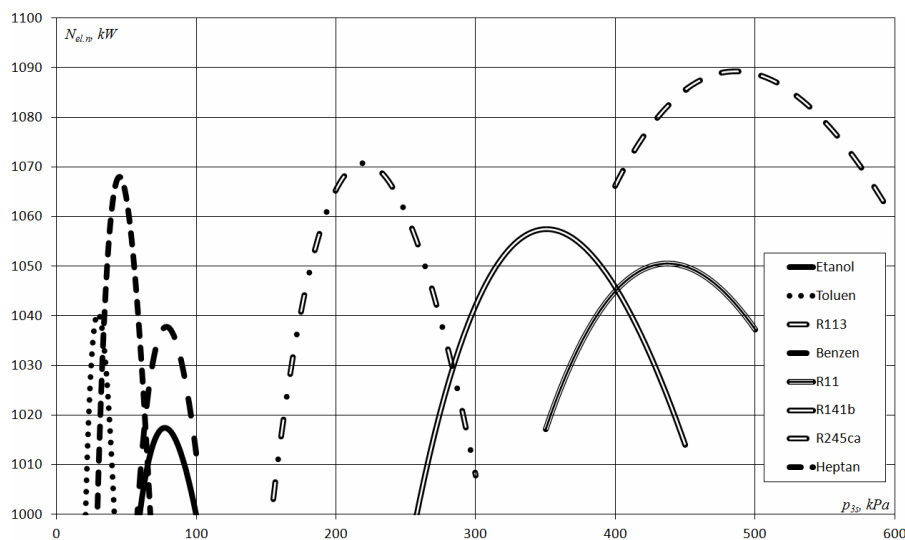
$$\sum \Delta N_i = \Delta N_{g-p} + \Delta N_{CC} \quad (4.6)$$

Całkowity wskaźnik potrzeb własnych całej elektrowni δ wynosi:

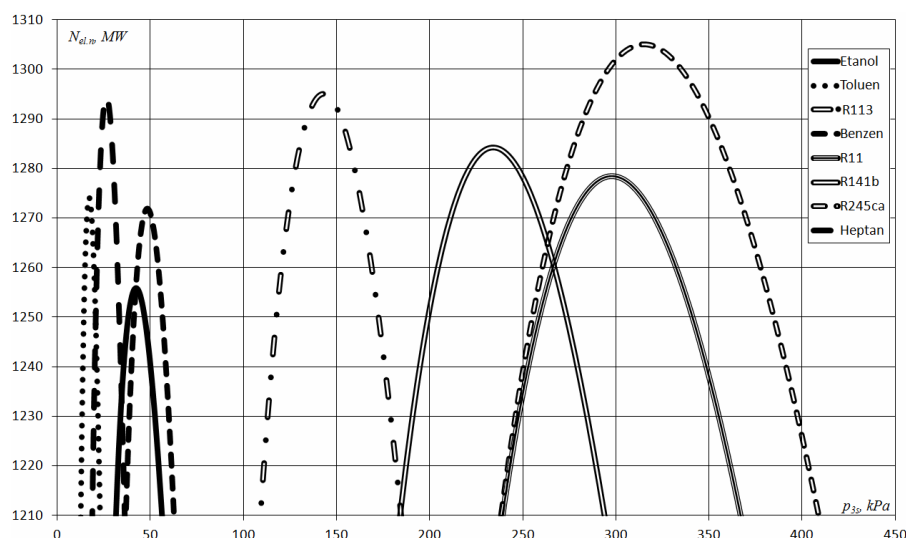
$$\delta = \sum \delta_i = \delta_{g-p} + \delta_{CC} = \frac{\Delta N_{g-p}}{N_{el,b}} + \frac{\Delta N_{CC}}{N_{el,b}} \quad (4.7)$$

gdzie: δ_{g-p} - wskaźnik potrzeb własnych części gazowej i parowej układu, δ_{CC} - wskaźnik potrzeb własnych instalacji sprężania CO₂.

Na rysunku 4.1 i 4.2 przedstawiono moc elektryczną netto siłowni ORC w funkcji ciśnienia czynnika na wlocie do ekspandera ORC dla różnych czynników niskowrzących. W tabeli 4 przedstawiono wyniki pracy elektrowni w wariantach integracji z siłownią ORC.



Rys. 4.1 Moc elektryczna netto N_{elORC} siłowni ORC w funkcji ciśnienia nasycenia czynnika na wlocie do ekspandera ORC $p_{3s} = p_{nas}(t_{3s})$ (wariant D)



Rys. 4.2 Moc elektryczna netto $N_{el,ORC}$ układu ORC w funkcji ciśnienia nasycenia czynnika na wlocie do turbiny ORC $p_{3s} = p_{nas}(t_{3s})$ (wariant E)

Tab. 3 Wyniki pracy elektrowni gazowo - parowej zintegrowanej z siłowniami ORC

Wariant	A	B	C	D	E
N_{iT} , MW	428,1				
N_{iK} , MW	219,5				
N_{elTG} , MW	200				
$m_p W_d$, MW	516,3				
η_{elTG} , -	0,3873				
N_{elTP} , MW	102,49	76,27	76,51	76,27	76,51
η_{elTP} , -	0,3396	0,2527	0,2535	0,2527	0,2535
N_{elb} , MW	302,49	276,27	276,51	276,27	276,51
η_{elb} , -	0,5858	0,5350	0,5355	0,5350	0,5355
ΔN_{g-p} , MW	6,05	5,5	5,5	5,5	5,5
ΔN_{CC} , MW	-	8,2	8,2	8,2	8,2
N_{elORC} , MW	-	-	-	1,089 (R245ca)	1,305 (R245ca)
δ , -	0,02	0,0498	0,0498	0,0462	0,0447
N_{el} , MW	296,44	262,57	262,81	263,66	264,12
η_{el} , %	57,42	50,85	50,90	51,07	51,16
u_{CO_2} , kg/MWh	328,55	375,14	374,82	373,61	372,94
e_{CO_2} , kg/MWh	328,55	37,51	37,48	37,36	37,29

4. Podsumowanie

W przypadku zrzutu wody z wymiennika desorbera do skraplacza w elektrowni gazowo - parowej (wariant B) instalacja wychwytu i sprężania CO_2 powoduje spadek mocy bloku o ok. 33,87 MW co odpowiada spadkowi sprawności elektrycznej netto o 6,57 punktu procentowego.

W przypadku odprowadzenia wody do odgazowycza następuje wzrost sprawności bloku o 0,05 punktu procentowego (wariant C). Dodatkowo zabieg taki powoduje wzrost temperatury spalin na wylocie z kotła odzy-

skowego. Powstaje w ten sposób potencjalne źródło ciepła odpadowego, które można wykorzystać dzięki siłowni ORC (Wariant E).

W wariantcie D, w którym układ ORC wykorzystuje ciepło wody wracającej do skraplacza, siłownia ORC pracująca na *R245ca* uzyskała najwyższą moc netto spośród wszystkich czynników niskowrzących równą 1,089 MW. Spowodowało to wzrost sprawności bloku netto o 0,22 punktu procentowego. Z pośród analizowanych czynników najlepiej wypadł etanol z wynikiem 1,018 MW.

Analiza pracy siłowni ORC wykorzystującej ciepło spalin wylotowych z kotła odzyskowego (wariant E) wykazała, iż największą moc układ może osiągnąć przy zastosowaniu *R245ca* (ok. 1,305 MW). Najmniejszą moc siłownia ORC uzyskała podobnie jak w wariantcie D dla etanolu (ok. 1,255 MW). Koncepcja wykorzystania spalin wylotowych z kotła odzyskowego kierowanych do wieży absorbera pozwoliła łącznie na podniesienie sprawności całego bloku netto o ok. 0,31 punktu procentowego.

Literatura

1. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W.: Badania eksperymentalne niskotemperaturowej minisiłowni parowej z czynnikiem organicznym. Monografia Ciepłownictwo, ogrzewnictwo, odnawialne źródła energii. Kraków 2013
2. Chmielniak T.: Technologie energetyczne. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2008
3. Chmielniak T., Wójcik K.: Wychwył i transport CO₂ ze spalin – efekty energetyczne i analiza ekonomiczna. Rynek Energii 2010;91(6):51-55
4. EBSILON Professional Version 10.3.0.17851. STEAG Energy Services HmbH
5. GateCycle Version 5.40. Manual. GE Enter Software, LLC
6. Kotowicz J., Bartela Ł.: Optimisation of the connection of membrane CCS installation with a supercritical coal-fired power plant. Energy 2012;38:118-127
7. Kotowicz J., Brzęczek M.: Wpływ instalacji CCS na optymalne parametry układów gazowo – parowych. Materiały V Konferencji Naukowo-Technicznej Energetyka Gazowa 2013, tom II, s 77 - 90. 9-11. Października 2013, Zawiercie
8. Kotowicz J.: Elektrownie gazowo – parowe. Wydawnictwo KAPRINT, Lublin 2008
9. Kotowicz J., Janusz K.: Sposoby redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznych. Rynek Energii 2007;1(68):10-18
10. Kotowicz J., Janusz - Szymańska K.: Influence of membrane CO₂ separation on the operating characteristics of a coal-fired power plant. Chemical and Process Engineering - Inżynieria Chemiczna i Procesowa 2010;31(4):681-698
11. Kotowicz J.: Stan i perspektywy rozwoju układów gazowo - parowych. Archiwum Energetyki, tom XLII(2012);nr 1:23-29
12. Mikielwicz D., Mikielwicz J.: A thermodynamic criterion for selection of working fluid for subcritical and supercritical domestic micro CHP, Applied Thermal Engineering, Vol. 30 (2010);No. 16:2357-2362
13. Mikielwicz D., Wajs J., Bajor M., Barcicka K.: Współpraca bloku gazowo parowego z obiegiem ORC. Materiały V Konferencji Naukowo - Technicznej Energetyka Gazowa 2013:121-134
14. Shahinfard S., Beyene A.: Regression comparison of organic mediums for low grade heat recovery operating on Rankine cycle. Journal of Power Technologies 2013; 93(4): 257-270

XVII. Wykorzystanie biogazu w energetyce rozproszonej

Szymon Pieter, Daniel Hering;

Politechnika Śląska; Inżynieria Środowiska, adres: Pszczyńska 161 Jastrzębie - Zdrój, tel.: 603436339
e-mail: szymon.pieter@gmail.com,

Politechnika Śląska; Inżynieria Środowiska, adres: Wierzbowa 2/12 Świętochłowice, tel.: 662248296,
e-mail: danielh9@wp.pl

Streszczenie

Polityka Unii Europejskiej w dziedzinie środowiska determinuje poszukiwanie i wykorzystywanie coraz bardziej zaawansowanych technologii. Jednym z celów jest racjonalne wykorzystanie zasobów naturalnych przy zachowaniu jakości środowiska naturalnego. W artykule przedstawiono technologie pozyskiwania i źródła otrzymywania biogazu. Zwrócono uwagę na zastosowanie biogazu w układach rozproszonych z uwzględnieniem obecnie istniejących technologii.

Słowa kluczowe: biogaz, biomasa, energetyka rozproszona, biogazownie, kogeneracja

1. Wstęp

Wzrost liczby ludności oraz rozwój cywilizacyjny determinują zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną. Aby sprostać oczekiwaniom Unia Europejska opracowała zasadę zrównoważonego rozwoju. Do 2020 roku zakłada się wzrost o 20% całkowitego zużycia energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (OZE), a udział biopaliw powinien wzrosnąć o 10%. W przypadku poprawy efektywności energetycznej zakłada się o 20% mniejsze zużycie energii pierwotnej. Polska jako członek Wspólnoty Europejskiej ma za zadanie ratyfikować wspomniane wytyczne. Biorąc pod uwagę stawiane wymagania konieczne jest wprowadzanie nowych technologii wykorzystujących źródła odnawialne obok paliw kopalnych. Istotny udział w tworzeniu systemu energetycznego przyszłości przypisuje się technologiom energetyki rozproszonej [8]. Energetyczne wykorzystanie biopaliw jest dynamicznie rozwijającym się sektorem energetyki.

Podstawowym źródłem pierwotnej energii odnawialnej, zarówno w Polsce, jak i w całej Unii Europejskiej, jest biomasa. W odróżnieniu od takich źródeł jak promieniowanie słoneczne, wiatr czy pływy wodne biomasa jest paliwem. Stanowi ona substytut paliw kopalnych w ciepłych systemach energetycznych. Jej wykorzystanie pozwala na ciągłość pracy obiektu energetycznego oraz dostosowanie produkcji finalnych nośników energii do chwilowego zapotrzebowania na nie [8]. Biomasa wykorzystywana w energetyce może pochodzić z obszarów leśnych, z produkcji rolniczej, upraw roślin energetycznych, odpadów pochodzących z przemysłu celulozowego i komunalnych.

Biomasie jest przypisywane największe znaczenie wśród nośników energii odnawialnej [7]. W stosowanych obecnie w kraju technologiach wykorzystywania biomasy do celów energetycznych jest ona najczęściej bezpośrednio spalana w różnego rodzaju kotłach [6]. Obniżenie emisji gazowych produktów spalania wynikałoby z zastosowania ekologicznego źródła ciepła, którym może być obok odpadów drzewnych, łatwo dostępna biomasa. Przy ich spalaniu zazwyczaj nie powstają znaczne ilości tlenków siarki SO_x , a emisja tlenków azotu NO_x jest podobna jak w przypadku spalania paliw kopalnych [7].

Biogaz powstaje podczas fermentacji beztlenowej związków pochodzenia organicznego, zawierających celulozę, białko, węglowodany, skrobię. Związki te występują w odpadach komunalnych pochodzenia biologicznego, w ściekach komunalnych i przemysłu rolno – spożywczego, a także w odchodach zwierząt [11].

Indywidualne gospodarstwa rolne i duże gospodarstwa hodowlane są źródłem niewykorzystanego energetycznie biogazu, który w przypadku niekontrolowanej emisji może być szkodliwy dla środowiska naturalnego. Jak powszechnie wiadomo metan wywiera większy wpływ na efekt cieplarniany. Wytwarzany w tych gospodarstwach

obornik ulega fermentacji, a biogaz przedostaje się do atmosfery. Kompostowane w sposób tradycyjny inne odpady roślinne takie jak: słoma, liście, łęty, itp. w podobny sposób pozbywają się zawartego w nich węgla organicznego, który w postaci CO_2 i CH_4 jest również tracony. Spalenie tych odpadów na polu jest jeszcze mniej korzystne. Tracona jest wtedy energia, do atmosfery są emitowane tlenki azotu, dioksydy i furany, wypalane są związki organiczne węgla, azotu, potasu i mikroelementów, które zapewniają właściwą porowatość i wodochłonność glebie [11].

Fermentacja kontrolowana odpadów rolnych, obornika i zawartości szamb jest procesem czystym i bezwonnym. Uzyskuje się biogaz, którym można poprawić bilans energetyczny gospodarstwa rolnego [11].

2. Ogólna charakterystyka biomasy i jej fermentacja metanowa

Biomasa jako substancja pochodzenia organicznego charakteryzuje się niską zawartością węgla, dużą zawartością lotnych związków organicznych. Charakterystyczna jest niska wartość opałowa w odniesieniu do jednostki objętości. Biomasa jest paliwem niejednoznacznie zdefiniowanym pod względem jakościowym. Skład chemiczny biomasy, udział wilgoci, zawartość substancji lotnych, zawartość i właściwości popiołu, sortyment, gęstość, wartość opałowa są zależne od pochodzenia, lokalizacji, sezonowości, technologii pozyskiwania, technologii obróbki wstępnej i innych czynników [6]. Biomasa roślinna wykorzystywana określana jest terminem „trudne paliwo”, ze względu na specyfikę swoich właściwości fizykochemicznych w procesach termicznej obróbki [8]. Pomimo wielu badań, nie zostało wyznaczone jednakowe kryterium podziału biomasy. Wyróżnia się:

- I. Biomasa roślinną i drzewną – uprawną.
- II. Odpady z produkcji roślinnej i spożywczej.
- III. Odpady leśne i przemysłu drzewnego oraz z użytkowania jego produktów.
- IV. Odpady w produkcji i użytkowaniu biopaliw i biomateriałów.
- V. Odpady w procesie hodowli zwierząt.
- VI. Odpady organiczne (w tym komunalne i osady ściekowe) [6].

Biomasa wykorzystywana do celów energetycznych może być wykorzystana w formie stałej, gazowej i ciekłej. W postaci stałej jako przetworzone drewno, słoma, zrębki, brykiety, pelety. W przypadku gazowej jako biogaz, gaz z procesu odgazowania (pirolizy) oraz gazu ze zgazowania termicznego. Biomasa pochodząca z paliw ciekłych jako chemicznego przetworzenia biomasy jest w postaci olei i alkoholi.

1.1. Produkcja biogazu z biomasy

Pod względem energetycznym w instalacja energetyki rozproszonej zasadne wydaje się przetworzenie biomasy na postać biogazu. Biogaz rolniczy definiowany jest jako paliwo gazowe otrzymywane z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno – spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej [10].

Biogaz traktowany jest jako gaz fermentacyjny tj. powstały w wyniku aktywności metanogennych bakterii bez-tlenowych. Organizmy te, powodują rozkład substancji organicznej. Podstawowymi instalacjami otrzymywania biogazu są:

- ❖ oczyszczalnie ścieków,
- ❖ składowiska odpadów,
- ❖ biogazownie rolnicze i komunalne,
- ❖ niekontrolowane procesy fermentacyjne biomasy.

Proces przekształcenia przy użyciu fermentacji metanowej jest obecnie najbardziej rozpowszechniony w rolnictwie. Rozpowszechniona jest także w oczyszczalniach ścieków do biologicznego rozkładu osadów ściekowych.

Beztlenowa fermentacja metanowa jest procesem, w którym substancja organiczna bogata w węgiel ulega biodegradacji przy udziale bakterii beztlenowych. Proces ten jest jednym ze sposobów wewnątrzkomórkowego oddychania beztlenowego, w którym z rozkładanych związków organicznych uwalniana jest energia. Głównym produktem procesu jest metan (CH_4) [6]. Należy wspomnieć, iż podczas fermentacji metanowej następuje wydzielanie się pewnej ilości ciepła mającej znaczenie w całym procesie.

Powstanie i rozwój bakterii beztlenowych może nastąpić, przy odpowiednio dużej koncentracji materii organicznej o odpowiedniej zawartości wilgoci i przede wszystkim bez dostępu tlenu. Głównym parametrem wpływającym na rozwój bakterii beztlenowych jest temperatura. Jej podwyższenie do pewnej górnej granicy powoduje zwiększona wydajność procesu.

Procesy metanogenne zachodzą w przyrodzie w temperaturze od 4°C do 98°C oraz przy wilgotności wsadu od 60% do ponad 90% [3]. Pod względem technologii produkcji wyróżnia się trzy fazy powstawania biogazu:

- ❖ $20 - 25^\circ\text{C}$ zakres aktywności bakterii psychofilnych,
- ❖ $35 - 37^\circ\text{C}$ zakres aktywności bakterii mezofilnych,
- ❖ $55 - 60^\circ\text{C}$ zakres aktywności bakterii termofilnych.

Fermentacja metanowa prowadzona jest w zamkniętych komorach fermentacyjnych bez udziału tlenu. W pierwszej fazie bakterie i mikroorganizmy hydrolityczne rozkładają złożone związki organiczne do postaci krótkołańcuchowych kwasów tłuszczowych, dwutlenku węgla i wodoru. W kolejnej fazie kwasy tłuszczowe przerabiane są na kwas octowy, przy czym wydzielają się tu ponownie dwutlenek węgla i wodór. W ostatniej fazie, w wyniku działalności bakterii beztlenowych, z kwasu octowego, dwutlenku węgla oraz wodoru produkowany jest metan [10].

Całkowity proces produkcji biogazu z biomasy podzielić można na cztery główne fazy:

- 1) hydroliza,
- 2) faza kwaśna,
- 3) faza oktanogenna,
- 4) faza metanogenna.

Biogaz otrzymywany nie zawsze wykazuje jednolite parametry. Charakteryzuje się różnym składem, właściwościami. Czynniki takie jak skład substancji organicznej, wilgotność, temperatura, ciśnienie, rodzaj stosowanej technologii komory fermentacyjnej mają znaczący wpływ. W zakresach temperaturowych $35 - 40^\circ\text{C}$ dla fazy mezofilowej i $50 - 58^\circ\text{C}$ dla fazy termofilowej zauważa się największą wydajność procesu [6]. Wysoka wydajność otrzymywania biogazu w komorach fermentacyjnych można uzyskać poprzez całkowity brak dostępu tlenu, brak metali ciężkich lub siarczków zaburzających fermentację, odpowiednie pH w granicach $6,6 - 7,6$ [10], odpowiednie stężenie azotu i fosforu, i co najważniejsze zapewnione odpowiednie temperatury.

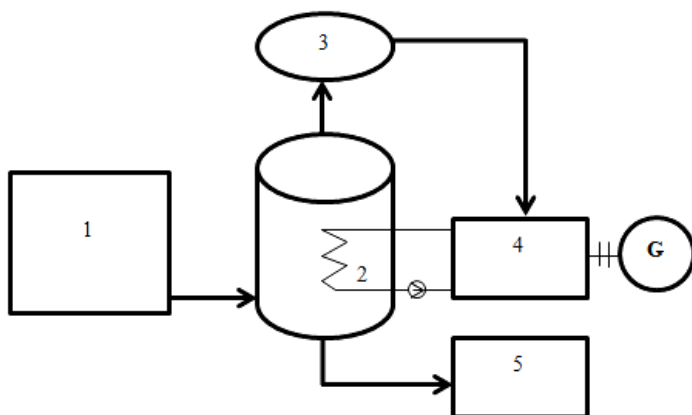
Produkcja biogazu stanowi nie tylko proces uzyskania nowego paliwa ale także stanowi metodę zagospodarowania odpadów pochodzenia organicznego.

Zawartość metanu w otrzymywanym biogazie waha się w szerokich granicach: od 42% do 85%. Można przyjąć jako średnie wartości: 65% CH_4 , 35% CO_2 . Wartość opałowa biogazu mieści się w przedziale $18 - 24 \text{ MJ/m}_n^3$ [6]. Poniżej przedstawiono przykładowe ilości wytwarzanego biogazu z wielu rodzajów biomasy:

Tab. 1 Uzyski biogazu z komór fermentacyjnych w procesie przetwarzania odpadów roślinnych, odchodów zwierzęcych i szlamu z oczyszczalni ścieków[6]

Rodzaj odpadów	Czas wytwarzania biogazu, [dni]	Ilość biogazu wytworzona w ciągu 26 dni, [dm ³ / kg s.m.]
Słoma rzepakowa	109	184
Łodygi i liście ziemniaczane	107	171
Liście buraczane	21	418
Trawa	26	427
Słoma pszenicy	95	206
Słoma żyta	81	252
Odchody trzody chlewnej	16	203
Odchody bydła	121	159
Osady ściekowe	118	175

Zastosowanie biogazu otrzymywanego min. w biogazowniach rolniczych jest wszechstronne, od urządzeń kuchennych, kotłów do suszarni. W większości przypadków następuje wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej w gazowych modułach kogeneracji.



Rys. 2.1 Uproszczony schemat instalacji wykorzystania biogazu do produkcji energii elektrycznej (1 – zbiornik wsadu, 2 – reaktor, 3 – zbiornik gazu, 4 – gazowy moduł kogeneracyjny, 5 – zbiornik pozostałości fermentacyjnych) [6].

W instalacjach zasilanych biogazem stosowane są silniki gazowe z zapłonem iskrowym. Typowe moce elektryczne zasilanych biogazem zespołów prądotwórczych stosowanych w rolnictwie, mieszczą się poniżej 150kW [6].

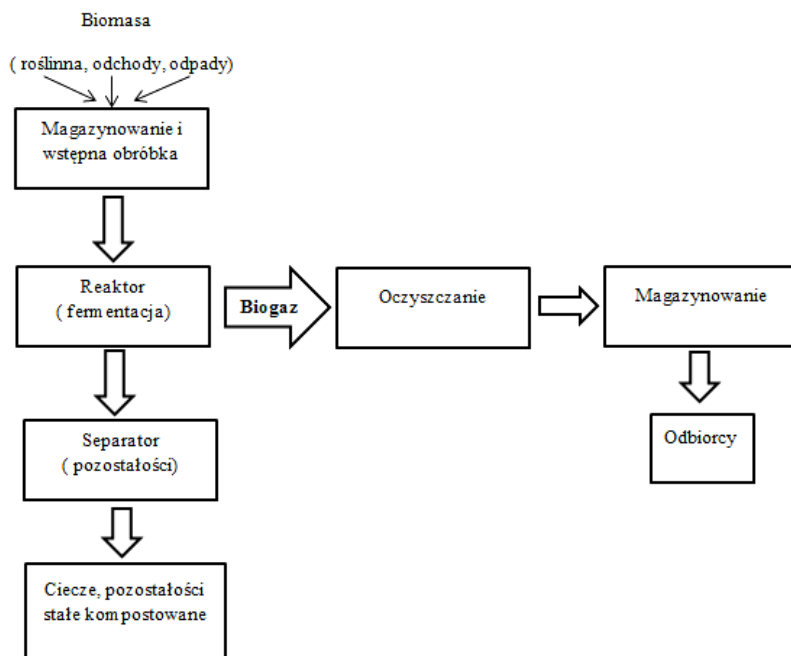
Rozróżnia się dwa sposoby przygotowania masy organicznej do fermentacji:

- ❖ technologie mokre, gdzie rozdrobnione odpady rozpuszczane są w wodzie,
- ❖ technologie suche, gdzie rozdrobniony materiał jest nawadniany w niewielkim zakresie i kierowany do fermentatorów.

Etapy przebiegu produkcji biogazu:

- 1) przygotowanie wsadu i załadunek do reaktora,
- 2) fermentacja,

- 3) odprowadzenie ujętego gazu i oczyszczanie gazu,
- 4) wyprowadzenie pozostałości stałej z reaktora,
- 5) w przypadku dużej ilości masy stałej odwodnienie masy pozostałości,
- 6) składowanie pozostałości w pryzmach,
- 7) stabilizacja tlenowa świeżego wsadu [10].



Rys. 2.1 Proces produkcji gazu w biogazowniach [6]

Obecnie stosowane są 3 rodzaje reaktorów fermentacyjnych o zakresach objętościowych 50 – 150 m³, 500 – 1500 m³ oraz 1000 – 5000 m³ [6].

3. Wpływ składu mieszanki wsadowej na jakość biogazu

Generowanie energii w gospodarstwie rolnym oprócz instalacji elektroenergetycznej, wymaga również odpowiednio przygotowanego gazu.

Proces przygotowania biogazu można modyfikować w dowolny sposób, kształtując późniejsze parametry otrzymywanego paliwa. Przyjmuje się, że aby otrzymać biogaz dobrej jakości, stosunek węgla, azotu, fosforu oraz siarki we wprowadzanej do biogazowni masy powinien wynosić 600:15:5:1. W celu utrzymania preferowanego składu wsadu, zmienia się udział składników mieszanki trafiającej do biogazowni. Podczas modyfikacji składu mieszanki należy pamiętać, aby ilość azotu była optymalna. Zbyt duży udział azotu w wsadzie skutkuje powstaniem zwiększonej ilości amoniaku, który działa negatywnie na proces fermentacji (hamując rozwój bakterii). Z kolei zbyt mała ilość azotu w mieszance ogranicza rozwój bakterii, przez co cały proces otrzymywania biogazu zostaje zahamowany.

Oprócz składu mieszanki, ważne jest też odpowiednie przeprowadzenie procesu fermentacji, w tym odpowiednio długi czas retencji oraz właściwa temperatura procesu i odczyn pH mieszanki (w zależności od fazy rozkładu pH) [4].

4. Energetyka rozproszona

Pojęcie generacji rozproszonej (zwane także jako energetyka rozproszona) odnosi się do małych obiektów wytwórczych, których moc znamionowa nie przekracza 50-100 MW (wg Grupy Roboczej 37-23 CIGRE (WG 37-23)). Podział ten nie jest jednoznaczny, a poruszana tematyka (zwłaszcza podział) wymaga jeszcze usystematyzowania terminologii.

W ogólnym rozumieniu energetyka rozproszona dotyczy lokalnej produkcji energii elektrycznej i ciepła, których sposób wytwarzania często powiązany jest z kogeneracją. Przedstawiany sposób generacji energii w układzie skojarzonym, (czyli wytwarzania ciepła, oraz energii elektrycznej w jednym procesie wytwórczym) jest szczególnie korzystny z uwagi na oszczędność energii pierwotnej. Racjonalność w pozyskiwaniu energii elektrycznej i ciepła powoduje zysk nie tylko ekonomiczny, ale jest też istotna z punktu widzenia środowiskowego.

Ujmując technologiczne metody pozyskiwania dóbr w generacji rozproszonej należy dodać, że sposób ten wykorzystuje w znacznej mierze odnawialne źródła energii. Takie pozyskiwanie energii elektrycznej i ciepła z kolei powoduje uniezależnienie się od konwencjonalnych technologii wykorzystujących węgiel (zwiększając przy tym bezpieczeństwo energetyczne kraju), a także wspomagając realizację zobowiązań UE – regulowanych przez pakiet klimatyczno-energetyczny.

Do wielu zalet omawianej generacji rozproszonej należy zaliczyć ważne z punktu energetyki komunalnej kryterium, dotyczącego potrzeb ludzkich. Przy racjonalnym prowadzeniu wytwarzania energii oraz ciepła w generacji rozproszonej możliwe jest stworzenie warunków rozwoju i poprawy lokalnej infrastruktury, a przede wszystkim możliwe jest uzyskanie niższych kosztów energii dla użytkowników.

Generacja rozproszona wiąże się także z energetyką prosumencką. Takie rozumienie generacji energii oraz ciepła odnosi się do terminu aktywnego klienta, który jest jednocześnie odbiorcą i wytwórcą. W myśl idei prosumenckiej wytworzona energia jest wykorzystywana lokalnie, a jej nadwyżka odsprzedawana jest do sieci energetycznej. Takie rozwiązanie prowadzi do zysków, a także do lokalnej poprawy jakości życia. Dodatkowe wsparcie dla mikrogeneracji sprzyja stabilności dostaw energii elektrycznej oraz poprawie jakości środowiska, w którym żyjemy – przez zwiększenie czystości powietrza i obniżenia emisji gazów cieplarnianych.

5. Ekonomiczne i ekologiczne aspekty wykorzystania biogazu

Rozwój gospodarki jest uzależniony od energii, której potrzeba coraz więcej. Wzrost zapotrzebowania na energię, przy wyczerpujących się zasobach paliw skutkuje wzrostem cen ciepła oraz energii elektrycznej. Deficyt zasobów energetycznych skutkuje zahamowaniem wzrostu gospodarczego i może stać się także barierą rozwoju społecznego krajów Unii Europejskiej. Wobec przedstawionej sytuacji pożądane jest wytwarzanie energii w sposób jak najbardziej efektywny. W myśl tej zasady, konwersja paliw na energię w rozumieniu nowoczesnej energetyki powinna odbywać się z możliwie jak najwyższą sprawnością. W wyniku efektywniejszego wywarzania energii elektrycznej i ciepła zmniejszone zostaje wykorzystanie energii pierwotnej. Staranniejsze przeprowadzenie procesów spalania prowadzi także do zmniejszenia emisji szkodliwych substancji do atmosfery – wiąże się z tym zagadnienie zrównoważonego rozwoju. Istotnym jest, aby decyzje wpływające na stan środowiska naturalnego były dobrze przemyślane i rozważane również z myślą o ogóle społeczeństwa i późniejszych pokoleń.

Konieczność podjęcia intensywnych działań inwestycyjnych i organizacyjnych, celem ograniczenia skażenia środowiska i poprawy stanu elektroenergetycznego, warunkuje wdrożenie niskoemisyjnych źródeł energii – opartych m.in. na generacji rozproszonej i kogeneracji [2,3]

Wykorzystanie biogazu zalicza się do odnawialnych źródeł energii (OZE), cieszących się znaczącym wsparciem w skali narodowej i europejskiej. Przez wzgląd na proekologiczny aspekt wykorzystania OZE, układy wykorzystujące biogaz w układzie skojarzonym premiowane są poprzez tzw. żółte certyfikaty energii. Ponadto poprzez skojarzone generowanie energii elektrycznej oraz ciepła oszczędza się energię pierwotną, co skutkuje mniejszym zanieczyszczeniem środowiska naturalnego [2,3]

Krajowa i europejska polityka energetyczna ściśle określa istotę wykorzystania OZE, jako przeciwdziałanie zmianom klimatycznym poprzez zmniejszenie emisji CO₂, oraz innych gazów cieplarnianych. W ramach strate-

gii chroniących środowisko naturalne wdraża się wiele systemów wsparcia, które podnoszą atrakcyjność inwestycyjną w OZE – priorytetowy program wspierania obiektów działających w gospodarce rozproszonej „Bo-cian”, oraz program „Prosument” [2,3]

6. Wykorzystanie biogazu (wybrane przykłady)

6.2. Gospodarstwo rolne

Proces wytwarzania biogazu na gospodarstwach rolnych stwarza ogromną szansę rozwoju gospodarczego, powodując zysk w rozumieniu ekonomicznym, ale także środowiskowym.

Ze względu na zróżnicowanie cech różnych gospodarstw rolny, ciąg technologiczny pozyskania biogazu może być odmienny. Dobór instalacji i urządzeń wymaga często indywidualnych rozwiązań, a projektowany układ w głównym stopniu zależy od rodzaju substratów dostępnych na gospodarstwie. Ponadto ważna jest też analiza samego procesu konwersji biomasy w biogaz – przykładowo rodzaj fermentacji warunkuje dobranie instalacji w taki sposób, aby wytwarzanie biogazu było jak największe, a także przemiany biogazu w energię elektryczną i ciepło – odpowiedni dobór maszyn elektrycznych, agregatów prądotwórczych. Dodatkowym zagadnieniem jest potrzeba częściej wykorzystania biomasy pofermentacyjnej, która nie uległa przemianie w biogaz.

Instalacje biogazowe w gospodarstwach rolnych pracują zazwyczaj w układach skojarzonych – wytwarzając ciepło, które może posłużyć do utrzymania odpowiedniej temperatury w komorach fermentacyjnych, a także do ogrzania budynków przy gospodarstwach w sezonie zimowym. Wytwarzanie jednocześnie ciepła oraz energii elektrycznej znacząco wpływa na wzrost sprawności konwersji paliwa [2].

Największą efektywnością energetyczną zatem charakteryzują się te gospodarstwa, które odpowiednio planując swoją działalność, znajdują zastosowanie dla wyprodukowanego ciepła. Jest to zagadnienie problematyczne, szczególnie latem, gdy nie ma zapotrzebowania na ciepło grzewcze. Środkiem zaradczym może okazać się rozszerzenie działalności gospodarczej (rozwój gospodarczy), np. poprzez wykorzystanie ciepła w suszarniach zbóż, lub w mleczarniach, przy procesach pasteryzacji mleka (albo przy innych zakładach wymagających stałego dostępu ciepła).

Innowacyjnym rozwiązaniem jest też rozwinięcie gospodarki skojarzonej o wytwarzanie chłodu użytkowego (trigeneracja). Przeprowadzając takie rozwiązanie prowadzi do dodatkowego zagospodarowania wytwarzanego ciepła.

Instalacja produkująca biogaz na gospodarstwie rolnym często zlokalizowana jest bezpośrednio w sąsiedztwie biomasy, a także instalacji elektroenergetycznych. Jest to zaleta, upraszczająca zagadnienia związane z spedycją biomasy – oszczędność czasu, a przede wszystkim energii potrzebnej na ewentualny transport biomasy do biogazowni. Omawiany układ przygotowujący biogaz często jest integralną częścią całości instalacji pozyskiwania i wykorzystania biopaliwa gazowego [2].

Przykładowy układ przygotowujący biogaz obejmuje:

- ❖ zbiorniki na surowiec, z których biomasa w postaci kiszonki transportowana jest do komory mieszania. Proces przygotowania kiszonki (rozdrabniania biomasy) odbywa się przy zastosowaniu maceratorów, a w przypadku odpadów poubojowych należy przeprowadzić higienizację mieszanki.
- ❖ komory fermentacyjne, zwane również bioreaktorami, w których następuje fermentacja metanowa. Proces otrzymywania biogazu jest restrykcyjny, a sama komora powinna posiadać układ dogrzewający, a także odpowiedni system mieszania wsadu.
- ❖ zbiornik magazynowania biogazu
- ❖ instalację oczyszczającą biogaz
- ❖ instalację elektroenergetyczną przekształcającą biogaz na ciepło i energię elektryczną.
- ❖ zbiornik magazynowania biomasy pofermentacyjnej

6.3. Oczyszczalnie ścieków

Większość polskich oczyszczalni ścieków produkuje znaczne ilości osadów, które zdeponowane zostają na składowiskach odpadów. Postępując w ten sposób zmarnowany zostaje potencjał energetyczny osadu ściekowego, który jest doskonałym surowcem do produkcji biopaliwa gazowego. Osady ściekowe nie posiadają substancji toksycznych, natomiast zawierają 90% masy organicznej, pożądanej w procesach fermentacji beztlenowej.

Celowość przeprowadzania procesu fermentacji podyktowana jest nie tylko przez wytworzenie biogazu (który jest produktem pobocznym), ale przede wszystkim otrzymaniem ustabilizowanego osadu.

Pozyskiwanie biogazu z osadu ściekowego, jest konsekwencją technologicznego łańcucha oczyszczania ścieków, trafiających do oczyszczalni. Głównym celem tych procesów jest usunięcie zanieczyszczeń, a produkt poboczny – osad ściekowy może być gromadzony celem wytworzenia biogazu. Wspomniane paliwo powstaje w komorach fermentacyjnych, gdzie zmagazynowane osady ściekowe podlegają procesowi fermentacji metanowej. Taki biochemiczny sposób fermentacji polega na rozkładzie substancji organicznych przez bakterie (w ścisłych warunkach termicznych i beztlenowych) na związki proste – głównie metan i dwutlenek węgla [1,5]

Konsekwencją takiego przebiegu przeróbki osadu ściekowego jest powstanie biogazu, który ze względu na zawartość siarkowodoru musi zostać oczyszczony (gaz ma działanie korozyjne, a jego usunięcie jest podyktowane też aspektami ekologicznymi). Po przeprowadzeniu procesu usunięcia szkodliwego gazu (katalitycznego odsiarczania), paliwo jest gromadzone i wykorzystane lokalnie, na terenie oczyszczalni ścieków. Przyjmuje się, że z 1 m³ osadu (zawierającego 5% suchej masy) można wyprodukować 10 – 20 m³ biogazu. Osobliwością biogazu jest niejednakowość jego składu w różnym czasie, co prowadzi do zmiennej wartości opałowej paliwa. Takie zróżnicowanie podyktowane jest zmiennością składu ścieków trafiających do oczyszczalni [1,5]

Do zalet przeróbki osadów ściekowych należy także ich późniejsze wykorzystanie jako nawozu użyźniającego glebę. Oczyszczalnie często oddają takie nawozy bez jakiegokolwiek opłaty.

- Oczyszczalni ścieków w Zamościu.

W oczyszczalni ścieków w Zamościu produkuje się biogaz z osadów ściekowych, wykorzystując proces fermentacji mezofilowej. Układ biogazowni składa się z dwóch komór fermentacyjnych, w których następuje mieszanie pompowe osadem recyrkulacyjnym. Gdy stary osad przefermentuje, wypierany jest przez świeżo zagęszczony osad w kierunku korony zbiornika. Z komór fermentacyjnych osad odprowadzany jest do specjalnego basenu, gdzie po odprowadzeniu wód nadosadowych przeprowadzony zostaje drugi stopień fermentacji. Końcowym etapem jest odwodnienie i homogenizacja wapnem palonym. Biogaz magazynowany jest w beczciśnieniowym zbiorniku, a następnie wykorzystywany w skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w kotle gazowym.

- Oczyszczalnia ścieków „Hajdów” w Lublinie

Oczyszczalnia ścieków „Hajdów” to jedna z największych obiektów tego typu w Polsce, przekształcająca osad ściekowy w biogaz. Pozyskiwanie paliwa odbywa się w wydzielonych, zamkniętych komorach fermentacyjnych (o pojemności 8 270 m³), gdzie odbywa się mezofilowa fermentacja osadów. Wytworzony gaz w następnym etapie zostaje odsiarczony i przetransportowany do zbiorników. Osad pofermentacyjny przesyłany jest do zagęszczaczy, oraz do zbiorników osadu przefermentowanego, albo do przepompowni. Stamtąd osad trafia na pola załadowania – tam za pomocą drenaży odzyskiwana jest woda, która zwracana jest do oczyszczalni. Ze względu na zasiarczenie biogazu, przeprowadza się jego oczyszczenie w skrzyniach zwanych rudą darniową i bioreaktorze zraszającym. Tak przygotowany gaz jest magazynowany w specjalnych zbiornikach, które po przekroczeniu 95% napełnienia kierują biogaz do pochodni [1].

Kotłownia oczyszczalni Hajdów produkuje ciepło dla potrzeb technologicznych (dogrzewanie osadów), a które w sezonie zimowym służy także do dogrzewania obiektów przyzakładowych. Ponadto kotłownie znajdujące się na terenie oczyszczalni wyposażone są w dwa zespoły prądotwórcze, składające się z generatora synchronicznego firmy STAMFORD oraz silnika na biogaz firmy DEUTZ [1].

Tab2. Struktura produkcji energii elektrycznej w oczyszczalni Hajdów w Lublinie [1]

Mierzona wielkość	Jednostka	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Produkcja energii cieplnej (ogółem):	GJ	54412	50407	43270	43923	43294	43286	47309	49158
- z mialu węglowego	GJ	4475	7374	4621	169	0	2261	813	0
- z biogazu:	GJ	49005	37196	38649	43754	43294	41024	46494	49158
- w gazogeneratorach	GJ	931	7731	8888	9291	24074	25072	24730	23193
- w kotłach gazowych	GJ	48074	29465	29761	34463	19220	15952	21764	25965
Produkcja energii elektrycznej przez gazogenerator	kWh	174622	1479162	1625029	1157707	4427740	4314840	13588453	3351009

7. Problematyka wytwarzania i wykorzystania biogazu do celów energetycznych [6]

- pozyskanie biogazu
- zagadnienia spedycyjne –transport biomasy i biogazu
- dobór optymalnych parametrów procesu fermentacji
- dobór odpowiednich materiałów wsadowych
- aspekty ekologiczne, ekonomiczne – opłacalność i wpływ na środowisko
- analiza składu i jakości biogazu
- sposób wykorzystania odpadów pofermentacyjnych
- dobór urządzeń służących wytworzeniu biogazu i jego konwersji do energii elektrycznej oraz ciepłej
- regulacje prawne
- opracowanie technologii oczyszczania biogazu

8. Podsumowanie

Energetyka rozproszona jest przyszłościową gałęzią przemysłu energetycznego, z którą związanych jest wiele korzyści ekonomicznych i ekologicznych. Lokalne wykorzystanie biogazu powoduje rozwój społeczny, gospodarczy, a także polepszenie jakości życia. Obiekty pracujące w generacji rozproszonej pracują na niezależność energetyczną kraju, realizując proces pozyskiwania energii przy wykorzystaniu OZE.

Generacja rozproszona jest promowana jako rozwiązanie proekologiczne, realizujące postanowienia unii europejskiej, oraz przyczyniając się do spełnienia tych wymagań w skali krajowej (zobowiązania pakietu klimatycznego). Biogaz otrzymywany w instalacjach do tego przeznaczonych nie zawsze wykazuje jednolite parametry. Charakteryzuje się różnym składem, właściwościami. Produkcja biogazu stanowi nie tylko proces uzyskania nowego paliwa ale także stanowi metodę zagospodarowania odpadów pochodzenia organicznego. Charakterystyczną cechą biogazu jest jego wysoka wartość opałowa, na poziomie 18 – 24 MJ/m³. Zastosowanie biogazu otrzymywanego min. w biogazowniach rolniczych jest wszechstronne, od urządzeń kuchennych, kotłów do suszarni. Wykorzystanie biogazu przy kogeneracji stanowi przyszłościowe rozwiązania technologiczne.

Literatura

1. Kołtyś S., Szymanek M., Dreszer K., Ocena technologii produkcji biogazu ze ścieków miejskich na przykładzie oczyszczalni ścieków „Hajdów”, *Katedra Maszynoznawstwa Rolniczego, Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie 2009*;

2. Żmijewski K, Bańkowski T. Analiza możliwości i zasadności wprowadzenia mechanizmów wsparcia gazowych mikroinstalacji kogeneracyjnych – wsparcie energetyki rozproszonej – energetyka społeczna, Instytut E. Kwiatkowskiego, Warszawa 2012
3. Błaszczyk-Pasteczka A., Żukowski W., Energetyczne wykorzystanie biogazu, Czasopismo techniczne, Politechnika Krakowska, 2007
4. Kołodziej B., Matyka M., Odnawialne źródła energii – rolnicze surowce energetyczne, Wydawnictwo PW-RiL, Poznań 2012
5. Kowalczyk-Juško K., Produkcja gazu w oczyszczalni ścieków.
6. Chmielniak T., Skorek J., Kalina J., Lepszy S., Układy energetyczne zintegrowane ze zgazowaniem biomasy, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2008
7. Król D., Biomasa i paliwa formowane z odpadów w niskoemisyjnych technologiach spalania, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2013.
8. Kalina J., Analiza i optymalizacja układów technologicznych energetyki rozproszonej zintegrowanych z termicznym zgazowaniem biomasy, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2013
9. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187, z późn. zm.)
10. Kalina J., Skorek J., Cebula J., Latocha L., Pozyskiwanie i energetyczne wykorzystanie biogazu z biogazowni rolniczych, Gospodarka paliwami i energią, Nr 12/2003.
11. Głodek E., Kalinowski W., Janecka L., Werszler A., Garus T., Kościanowski J., Pozyskiwanie i energetyczne wykorzystanie biogazu rolniczego, Instytut Mineralnych Materiałów Budowlanych, 2007

XVIII. Współprądowe zgazowanie wtórnego paliwa odpadowego, biomasy oraz mieszanek paliwa wtórnego z biomasą

Kluska Jacek¹, Kazimierski Paweł¹, Heda Łukasz¹, Kardaś Dariusz¹

¹ Zakład Energii Odnawialnych, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk, ul. Fizyka 14, 80-231 Gdańsk, pkazimierski@imp.gda.pl

Streszczenie

Praca dotyczy zgazowania biomasy, RDF oraz mieszanek RDF i biomasy we współprądowym reaktorze zgazującym ze złożem stałym. Podczas eksperymentów podjęto próby zgazowania czystego RDF, jednakże z powodu tworzenia się spieków prowadzono zgazowanie mieszanek RDF oraz biomasy. Jako eksperymenty odniesienia wykonano zgazowanie zrębek nie domieszkowanych wtórnym paliwem stałym. Podczas procesu zgazowania rejestrowano temperatury w poszczególnych częściach reaktora, wykonywano także analizy składu gazu syntezowego. Eksperymenty w reaktorze poprzedzono analizą techniczną i elementarną paliwa, oraz eksperymentami rozkładu termicznego przy użyciu termogravimetru analitycznego z analizą produktów rozkładu w podczerwieni.

Słowa kluczowe: Zgazowanie, RDF, biomasa

1. Wstęp

Postępujący wzrost ilości ludzi, wraz ze zmianą stylu życia prowadzi do zwiększającej się konsumpcji energii, oraz produkcji odpadów komunalnych. W skład tych odpadów wchodzi, w coraz większym stopniu tworzywa sztuczne, materiały te podobnie jak odpady ligninocelulozowe, tekstylia czy makulatura są odpadami palnymi mogącymi być wykorzystanymi jako źródło energii [4]. Składniki te nie zostały oddzielone, jako surowce do recyklingu surowcowego, lub materiałowego z powodu ich rozdrobnienia, zanieczyszczenia, czy wielomateriałowego charakteru, który utrudnia lub uniemożliwia ich oddzielenie ze względów technologicznych lub ekonomicznych. Zgodnie z hierarchią postępowania z odpadami, jeżeli nie możliwym jest poddanie ich recyklingowi materiałowemu lub surowcowemu, powinno się odzyskać z nich energię [5].

W pracy zaprezentowane są wyniki eksperymentów zgazowania RDF, RDF zmieszanego z biomasą, oraz biomasy. Eksperymenty prowadzono w reaktorze współprądowym ze złożem stałym. W porównaniu skupiono się na temperaturach w poszczególnych strefach reaktora, składzie otrzymanego gazu syntezowego, oraz stabilności procesu.

1.1. Analiza techniczna i elementarna

Skład paliwa wtórnego nie jest stały, zależy od składowiska i różni się na obszarach wiejskich oraz miejskich, a także w zależności od pory roku. Zrębki drzewne różnią się od siebie głównie wilgotnością. Ważnym jest zatem przeprowadzenie wstępnej analizy przed wykonaniem eksperymentów w skali laboratoryjnej. W celu homogenizacji do badań analitycznych odpady zostały zmielone po wcześniejszym ochłodzeniu ich do temperatury wrzenia ciekłego azotu. Tabela 1.1 przedstawia wykonaną w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku analizę techniczną i elementarną frakcji RDF, oraz biomasy.

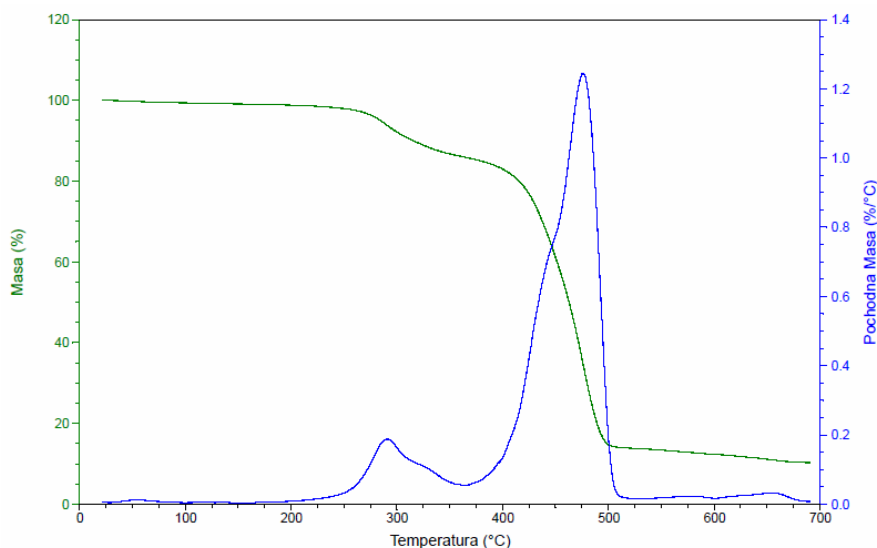
Otrzymane wyniki wskazują, iż frakcja RDF, w odniesieniu do zrębek brzożowych, charakteryzują się większą zawartością części lotnych, oraz mniejszą ilością powstającego karbonizatu. Zestawiono także wartości ciepła spalania użytych w eksperymentach paliw, RDF charakteryzuje się większym ciepłem spalania, porównywalnym z dobrej jakości węglem kamiennym.

Tabela 1.1 Właściwości techniczne i skład elementarny frakcji RDF, oraz biomasy

Parametr	Paliwo	RDF	Biomasa
Części lotne		77,2	68,4
Karbonizat		5,1	21,9
Popiół		12,4	2,3
Skład elementarny			
C [%]		46,46	45
H [%]		6,52	6,4
N [%]		0,34	1,3
O [%]		46,26	47,3
Ciepło spalania [MJ/kg]		24,9	19,2

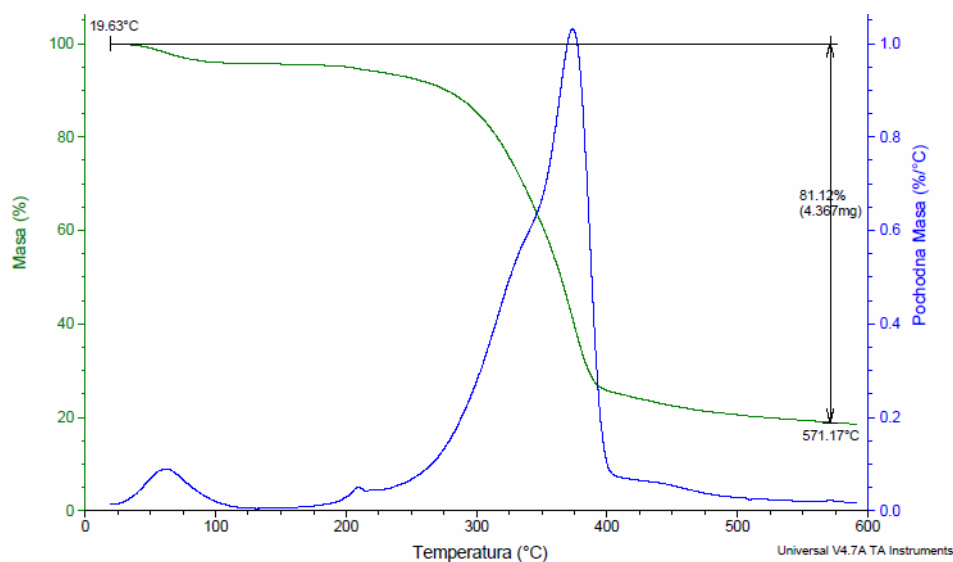
1.2. Analiza TGA-IR

Analiza termogravimetryczna frakcji RDF (Rys. 1.1) wykazała występowanie dwuetapowego procesu rozkładu, pierwszego zachodzącego najintensywniej w przedziale temperatur ok 275- 325°C, drugiego w przedziale ok. 400- 500°C. Porównując wykres ubytku masy RDF wraz z wykresami rozkładu tworzyw sztucznych i biomasy drzewnej, można stwierdzić że RDF składa się w dużej mierze z tych materiałów. Na wykresie widać bardzo dużą zawartość tworzyw sztucznych w stosunku do biomasy. Wynika to z charakteru selekcji odpadów do RDF na składowisku z które próbka została pobrana.



Rys. 1.1 Analiza TGA frakcji RDF

Podczas cyklu badań poświęconych pirolizie wykonano także analizę termogravimetryczną zrębków brzozy, które były użyte do domieszkiwania RDF podczas eksperymentów zgazowania. Pochodną ubytku masy po temperaturze w funkcji temperatury otrzymaną w wyniku analizy termogravimetrycznej prezentują Rys. 1.2 Na wykresie można zaobserwować dwa piki ubytku masy. Pierwszy spadek masy w temperaturze 100°C wynika z odparowania wilgoci zawartej w biomacie. Dalsza dekompozycja biomasy zachodzi w zakresie od 200°C do 500°C, a najintensywniejszy rozkład można zaobserwować w temperaturach od 250°C do 400°C.

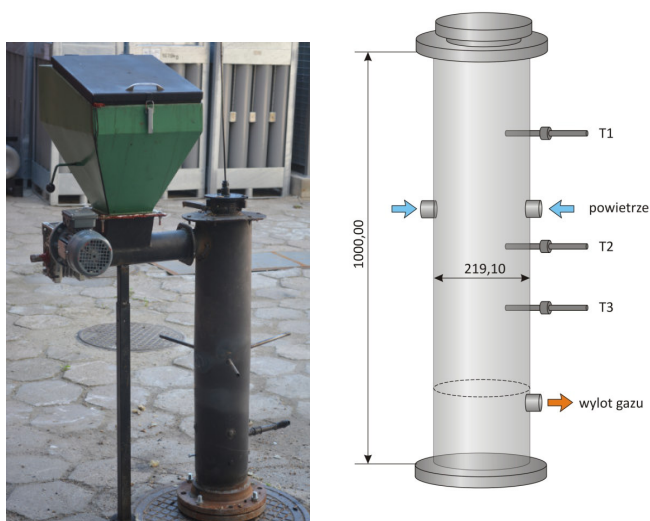


Rys. 1.2 Intensywności odgazowania biomasy w funkcji temperatury przy szybkości nagrzewania 15 °C/min.

Porównując wyniki analizy termogravimetrycznej biomasy i RDF, można zauważyć że rozkład charakteryzuje się inny przedziałem temperatur, biomasa uległa rozkładowi przy niższych temperaturach. Największa wartość pochodnej masy po czasie dla RDF wystąpiła przy około 475°C, zaś dla biomasy przy około 375°C. Podczas najintensywniejszego rozkładu szybsze ubytki masy obserwują się dla RDF, osiągają one wartość ok 1,2%/°C, dla biomasy wartość ta wyniosła około 1%/°C.

2. Układ eksperymentalny i metodyka badawcza

Badania eksperymentalne zgazowania wykonano dla frakcji RDF oraz mieszanek RDF i drewna bukowego. Instalacja składała się z reaktora do zgazowania, systemu kontrolno pomiarowego, układu dozowania powietrza, oraz systemu poboru i oczyszczania próbek gazowych. Reaktor posiadał ruszt, 3 dysze do podawania oraz układem poboru próbek do analizy. Paliwo do reaktora podawano okresowo w trybie wsadowym. Pozostałość po procesie jaką stanowił popiół odbierano okresowo, po wygaszeniu reaktora. W reaktorze umieszczono trzy termopary: nad dyszami powietrza, w strefie utleniania paliwa, oraz nad rusztem w strefie redukcji na złożu karbonizatu.



Rys. 2.1 Reaktor do zgazowania RDF, schemat reaktora do zgazowania RDF

3. Wyniki

3.1. Zgazowanie RDF

Podczas badań esekerymentalnych współprądowego zgazowania RDF zastosowano wsad o rozdrobieniu do 30 mm. Czynnikiem zgazowującym wykorzystanym w badaniach było powietrze. Reaktor działał w trybie wsadowym. Przed rozpoczęciem podawania RDF reaktor był nagrzewany poprzez spalanie węgla drzewnego w silnym strumieniu powietrza. W chwili rozpoczęcia eksperymentu węgiel ten stanowił złożę redukujące. Po około 30 minutach przepływ gazu przez reaktor malał, co jest związane ze wzrostem oporów przepływu. Następstwem spadku strumienia powietrza do strefy spalania poniżej ilości zapewniającej autotermiczność procesu, był spadek temperatury i wygaszenie reaktora. Po każdym eksperymencie zgazowania RDF reaktor otwierano w celu analizy jakości złoża karbonizatu i paliwa zalegającego w reaktorze. Za każdym razem obserwowano powstanie w reaktorze spieku paliwa na wysokości dysz powietrza. Obserwacja struktury spieku (Rys. 3.1) wskazywała na jego małą porowatość. Na podstawie obserwacji ustalono, że spiek powstawał pod wpływem upłynięcia polimerów wchodzących w skład RDF i stanowiących jego większą część.



Rys. 3.1 Spiek RDF

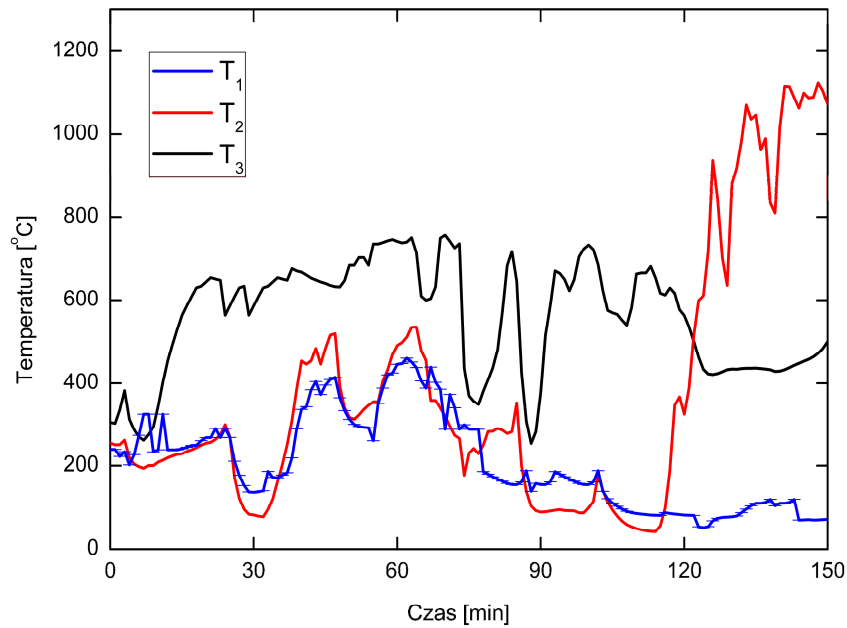
3.2. Zgazowanie mieszanki RDF - biomasa w proporcji 1:1

W celu analizy procesu zgazowania frakcji RDF domieszkowanego biomasą, wykano badania eksperymentalne mieszanki w stosunku 1:1. Eksperyment przeprowadzaono również w trybie wsadowym pracy reaktora. Podczas badań niezaobserwowano problemu spiekania się wsadu wewnątrz reaktora.

Zgazowanie RDF mieszanego z biomasą w stosunku 1:1 jest łatwe do kontroli, ilość powstającego karbonizatu jest odpowiednia do utrzymania stabilnego procesu oraz odpowiedniej redukcji gazu powstającego w okolicy dysz powietrza. Średni skład gazu podczas procesu przedstawia tabela 3.1. Średni wydatek paliwa dla eksperymentu to około 5 kg na godzinę.

Tabela 3.1 Średni skład gazu syntezowego podczas zgazowania mieszanek RDF/biomasa

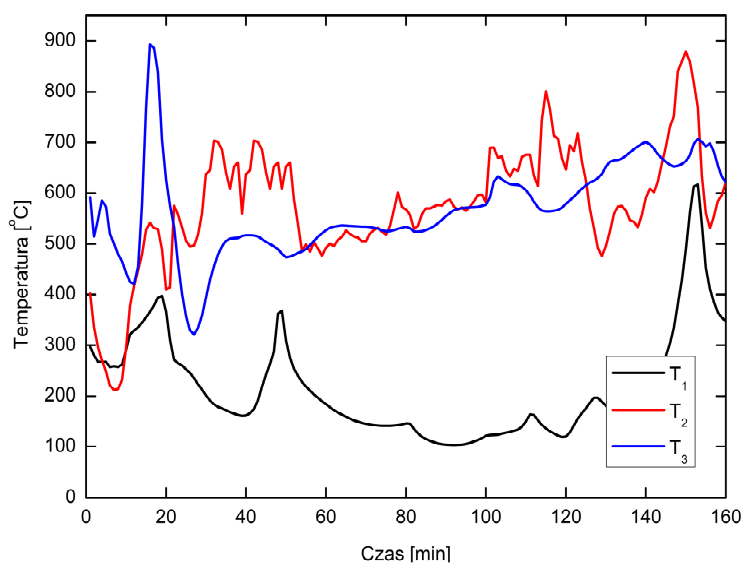
Składnik	Zawartość [%]
H ₂	6,14
N ₂	53,73
CO	11
CO ₂	14,95



Rys. 3.2 Rozkład temperatur podczas zgazowania mieszanek RDF/biomasa

3.3. Zgazowanie biomasy

W celach porównawczych badaniom eksperymentalnym poddano również zrębki brzozone. Wykonano eksperymenty zgazowania biomasy. Eksperyment podobnie jak w przypadku RDF rozpoczęto podając paliwo na rozżarzony karbonizat, który powstał w wyniku przeciwwąrdowego utleniania biomasy. Podczas całego procesu gaz był palny, a temperatury w strefie spalania oraz redukcji na karbonizacie wystarczająco wysokie do stabilnego prowadzenia procesu. Po wygaszeniu reaktora i wyjęciu karbonizatu, zawartość reaktora wskazywała na dalszą możliwość prowadzenia procesu. Ilość karbonizatu była odpowiednia, złożo nie było pospiekane. Zgazowanie biomasy łatwe do kontroli, ilość powstającego karbonizatu jest odpowiednia do redukcji gazów powstających w okolicy dysz powietrza. Średni skład gazu podczas procesu przedstawia tabela 3.2 Średni wydatek paliwa dla eksperymentu wyniósł około 13 kg na godzinę.



Rys. 3.3 Rozkład temperatur podczas zgazowania biomasy

Tabela 3.2 Średni skład gazu syntezowego podczas zgazowania biomasy

Składnik	Zawartość [%]
H ₂	5,54
N ₂	40
CO	24
CO ₂	25

4. Podsumowanie i wnioski.

Parametr \ Paliwo	RDF	RDF/Biomasa=1/1	Biomasa
Stabilność procesu	Proces niestabilny, praca reaktora około 30 minut	Proces stabilny, reaktor pracował przez 120 minut bez zakłóceń ze stałą wydajnością ok. 5 kg paliwa na godzinę	Proces stabilny, wydajność ok. 13 kg paliwa na godzinę
Temperatury prowadzenia procesu	Szybki spadek temperatur do poziomu uniemożliwiającego prowadzenie eksperymentu	Temperatury w poszczególnych etapach eksperymentu stabilne na poziomie: w strefie spalania ok. 1100°C, w strefie konwersji ok. 600°C.	Temperatury niestabilne, ale pozwalające na prowadzenie procesu. brak zróżnicowania temperatury w strefie spalania i redukcji
Gaz syntezowy	Po podaniu paliwa otrzymano gaz wskazujący na zachodzenie quasipirolyzy	Średnia wartość opałowa 2,08 MJ/kg gaz o większej wartości opałowej w końcowym etapie eksperymentu	Średnia wartość opałowa syngazu 3,29 MJ/kg skład gazu stabilny
Konwersja paliwa	Zkarbonizowanie pierwszej partii paliwa, wy-kondensowana frakcja ciekła w popielniku	Dobra konwersja paliwa do karbonizatu i gazu syntezowego, a następnie karbonizatu do popiołu. Małe ilości frakcji ciekłej	Dobra konwersja paliwa do karbonizatu i gazu syntezowego, a następnie karbonizatu do popiołu

RDF zmieszany ze zrębkami drzewnymi jest dobrym paliwem do procesu zgazowania. Przy mieszance RDF/biomasa = 1/1 proces przebiegał bez zakłóceń, paliwo nie zawieszało się w reaktorze. Skład gazu podczas całego procesu miał podobny skład. Po wystudzeniu reaktora wyciągnięto karbonizat oraz popiół, nie zauważono spieczenia się karbonizatu jak w przypadku stosowania czystego RDF jako paliwa. Stan karbonizatu wskazywał na możliwość kontynuacji procesu. Otrzymano małą ilość popiołu o jasnym kolorze, co wskazywało na dużą konwersję węgla z karbonizatu do syngazu. Karbonizat powstały z mieszanki RDF, biomasa powstały podczas pierwszego etapu zgazowania stanowi dobre źródło do redukcji gazów pirolitycznych i tlenu z powietrza. Stosowanie czystego RDF jako paliwa do procesu zgazowania jest kłopotliwe, i może wymagać bardziej złożonego reaktora niż w przypadku stosowania mieszanek RDF z biomasą. Zgazowanie biomasy zachodzi stabilnie, szybkość odgazowania części lotnych jest mniejsza niż dla mieszanek RDF z biomasą. Biomasa jest bardziej przewidywalnym paliwem, skład RDF może znacznie się różnić w zależności od partii paliwa.

Literatura

1. Basu P. Biomass gasification and pyrolysis practical design and theory. Oxford; 2010.
2. Informacje i opracowania statystyczne, „Infrastruktura komunalna w 2011 R.”, GUS, Warszawa 2012
3. norma: PN-EN 15359:2012

-
4. Kardaś D. Kluska J., Klein M., Kazimierski P., Heda Ł., Teoretyczne i eksperymentalne aspekty pirolizy biomasy i odpadów.. Olsztyn : UWM, 2014.
 5. J.Nadziakiewicz K.Waławiak, S.Stelmach.Procesy Termiczne Utylizacji Odpadów. Gliwice : Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2007.
 6. Stefano Consonni Federico Viganò. Waste gasification vs. conventional Waste-To-Energy: A comparative evaluation of two commercial technologies. *Waste Management* . 2012, Tom 32, s. 653–666.
 7. A.J., Lago, Technology Grimshaw A. Small Scale Energos Gasification. 3rd Int. Symposium on Energy from Biomass and Waste. ISBN 978-88-6265-008-3., Venice 2010.

XIX. Zastosowanie produktów z pirolizy zużytych opon

Marta Wołosiewicz-Głąb¹, Łukasz Grabowski²

¹mgr inż. M. Wołosiewicz-Głąb, doktorantka, AGH Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Katedra Inżynierii Środowiska i Przeróbki Surowców

²mgr Ł. Grabowski, doktorant, AGH Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Katedra Ekonomiki i Zarządzania w Przemysle

Streszczenie

W publikacji przedstawiono problematykę związaną z zagospodarowaniem karbonizatów i olejów powstających podczas pirolizy zużytych opon samochodowych. Zużyte opony samochodowe stanowią wciąż poważny problem środowiskowy. Pokazano kierunki zagospodarowania produktów pochodzących z pirolizy zużytych opon. Scharakteryzowano proces pirolizy, uwzględniając wpływ temperatury na jego przebieg.

Słowa kluczowe: piroliza, zużyte opony, karbonizat, olej pirolityczny, produkty pirolizy

1. Wstęp

Zużyte opony samochodowe są wciąż bardzo poważnym problemem dla środowiska, szacuje się, że na świecie powstaje ich rocznie ok. 1 mld ton [1], a roczna ilość zużytych opon w Polsce szacowana jest na ok. 160-170 tys. ton. Od wielu lat obserwowane jest rosnące zainteresowanie pirolityczną przeróbką zużytych opon samochodowych. Niestety, stały produkt powstający w jej trakcie jest trudny do zagospodarowania, co w praktyce pogarsza stronę ekonomiczną procesu pirolizy [1]. W publikacji dokonano prezentacji potencjalnych kierunków zagospodarowania karbonizatów i olejów z pirolizy zużytych opon samochodowych. Przedstawiono również uproszczoną ocenę potencjalnych kierunków zagospodarowania tych materiałów.

Tabela 1. Główne komponenty opon samochodowych i ciężarowych (w %) [3]

Materiał	Samochód	Ciężarówka
Kauczuk/elastomery	45	42
Sadza i krzemionka	23	24
Metal	16	25
Włókno	6	-
Tlenek cynkowy	1	2
Siarka	1	1
Dodatki	8	-

Kaloryczność i inne parametry zależą od pochodzenia opon, współczynnika zużycia (pozostała guma), materiału wykorzystanego w produkcji, wyglądu i różnią się one ze względu na kraj pochodzenia i producenta [4].

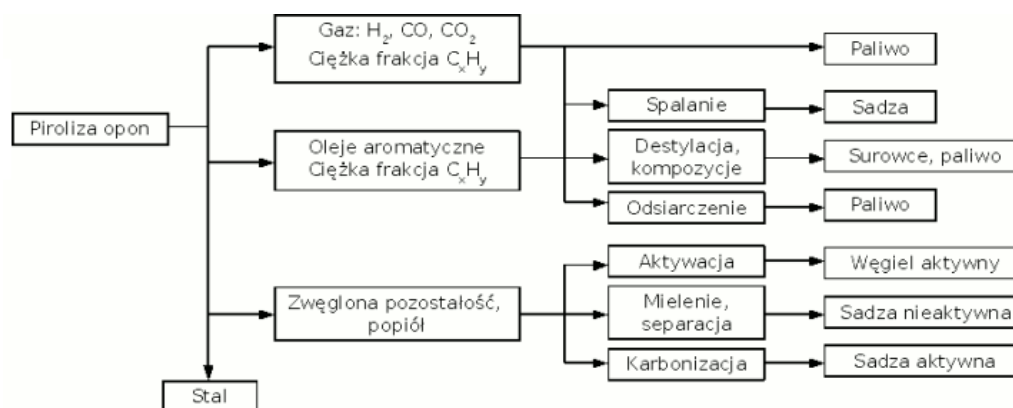
Tabela 2. Materiały wykorzystane w produkcji opon [2].

Materiał	Źródło	Zastosowanie
Kauczuk naturalny	Naturalny kauczuk jest w głównej mierze uzyskiwany z soku karczuczka brazylijskiego.	Ogólnie kauczuk naturalny stosowany jest w około 30-40% całkowitej proporcji elastomerowej opony samochodowej, zaś 60-80% - w przypadku opony do samochodu ciężarowego.
Guma syntetyczna	Wszelkie gumy syntetyczne wy-	Ogólnie, kauczuk naturalny stoso-

	tworzane są z petrochemikaliów.	wany jest w około 60-70% całkowitej proporcji elastomerowej opony samochodowej, zaś 20-40% - w przypadku opony do samochodu ciężarowego
Kord stalowy i drutówka, w tym materiały pokrycia i aktywatory, mosiądz/cyna/cynk.	Stal jest wysokiej jakości i jest wytwarzana jedynie w kilku zakładach na świecie z racji wymogów jakości.	Stal jest wykorzystywana do zapewnienia sztywności i siły opon.
Materiały wzmacniające	Poliester, rayon lub nylon.	Stosowane do zapewnienia strukturalnej siły opon.
Sadza, krzemionka amorficzna	Sadza jest pochodną składowania ropy naftowej. Amorficzna krzemionka uzyskiwana jest z krzemu i węgla sodu. Może być pochodzenia naturalnego lub syntetycznego.	Sadza i krzemionka zapewniają wytrzymałość i odporność na zużycie i rozdarcia.
Tlenek cynkowy	Cynk jest minerałem kopalnym. Może być również uzyskiwany z odzyskanego cynku, który następnie podlega procesowi produkcji w celu wytworzenia tlenku cynkowego.	Tlenek cynkowy jest dodawany tylko jako aktywator wulkanizacji. Po wulkanizacji występuje on w oponach jako związany cynk.
Siarka (w tym związki siarki)	Jest minerałem kopalnym, który można również ekstrahować z benzyny lub ropy naftowej.	Główny czynnik w wulkanizacji.
Rezorcyna Formaldehyd	-	Komponenty systemów klejących używanych do wiązania gumy z włóknami.
Oleje (MES, TDAE)		
Inne dodatki i rozpuszczalniki	Pochodzenia syntetycznego lub naturalnego.	Inne dodatki są wykorzystywane w różnych związkach kauczukowych do modyfikowania obchodzenia się z produktem.
Kauczuk z odzysku	Odzyskane ze zużytych opon lub innych produktów gumowych.	Wykorzystywany w niektórych związkach kauczukowych.

2. Proces pirolizy

Piroliza zużytych opon stanowi alternatywne rozwiązanie dla aktualnych sposobów utylizacji zużytych opon samochodowych, tzn. składowania, spalania z odzyskiem energii lub recyklingu materiałowego. Zainteresowanie pirolityczną utylizacją opon samochodowych jest wciąż bardzo duże, o czym świadczy znaczna ilość prowadzonych badań. Pierwsze komercyjne instalacje pirolizy zużytych opon powstały m.in. w Japonii, USA, Wielkiej Brytanii i Włoszech. Poprzez pirolizę opon można uzyskać około 33÷38% karbonizatu, 38÷55% oleju oraz 10÷30% frakcji gazowej [1] [5].



Schemat 1. Proces pirolizy opon [6]

Najbardziej pożądanym produktem pirolizy odpadów jest frakcja olejowa, która poddana dalszej przeróbce może stanowić paliwo ciekłe. W trakcie pirolizy powstaje również gaz palny, który jest zwykle wykorzystywany na potrzeby energetyczne procesu. Natomiast karbonizat – produkt stały – jest zazwyczaj stosunkowo trudny do zagospodarowania [7]. Poszukiwanie atrakcyjnych zastosowań dla karbonizatów powstających podczas pirolizy odpadów jest przedmiotem wielu prac badawczych prowadzonych na całym świecie [1].

Rezultatem pirolizy niskotemperaturowej (450÷500°C) są głównie oleje, które mogą być wykorzystane do produkcji lakierów, benzyny oraz olejów napędowych. Natomiast produktem pirolizy wysokotemperaturowej (500÷750°C) jest gaz, który po oziębieniu daje frakcję ciekłą. W procesie uwodornienia połączonym z rozkładem termicznym (250÷450°C, ciśnienie 3,5/14 MPa) powstaje gaz, olej oraz sadze techniczne [8].

W obrocie olej pirolityczny został zakwalifikowany jako produkt po kodem CN 3811 90 00 0, podobnie jak inne produkty z katalitycznego przerobu odpadów gumowych lub z tworzyw sztucznych. Jeżeli wyrób będący przedmiotem wniosku o kodzie CN 3811 90 00 zostanie przeznaczony do użycia, oferowany na sprzedaż lub używany jako komponent (dodatek) paliw opałowych należy uznać go za paliwo opałowe. Konsekwencją powyższego jest zastosowanie odpowiedniej stawki akcyzy dla ww. wyrobu energetycznego [16].

Metody technik pirolitycznych:

- piroliza w układzie gaz – ciało stałe,
- piroliza próżniowa,
- piroliza w układzie ciecz – ciało stałe,
- piroliza plazmowa (stosowana przez firmę Plasma Recycling Ltd. Z Izraela),
- piroliza z zastosowaniem substancji w stanie nadkrytycznym (np. Wody, dwutlenku węgla, toluenu, tetraliny) [8].

Do pirolizy wykorzystuje się następujące urządzenia:

- obrotowe piece pirolityczne,
- piece ogrzewane przeponowo,
- piece z ruchomym złożem,
- piece ogrzewane bezpośrednio [8].

Koszt przetworzenia 1 Mg opon na paliwo wynosi 53 euro, na sadzę pirolityczną i węgiel aktywny — odpowiednio 40 i 58 euro. Zwrot kosztów inwestycyjnych następuje w ciągu 3–4 lat [8].

Piroliza jest procesem rozkładu wysokocząsteczkowych związków organicznych na produkty lżejsze. Proces ten przebiega pod wpływem wysokiej temperatury (350÷1250°C) bez dostępu tlenu z otaczającej atmosfery [8].

W tabeli numer 3 pokazano ilości produktów otrzymywanych z 5000 Mg złomu opon w zależności od stosowanej technologii.

Tabela 3. Produkty pirolizy opon [8]

Produkt	Piroliza w piecu gazowym	Piroliza w piecu szybowym
Koks pogumowy, Mg	1790	1450
Produkty ciekłe, Mg	880	1370
Gaz, m ³	1,4 x 10 ⁶	5 x 10 ⁶

Koks pogumowy jest produktem, który może mieć zastosowanie m.in. jako surowiec do produkcji węgla aktywnego lub wysokokaloryczne paliwo w metalurgii cynku. Produkty ciekłe — po rozdestylowaniu — mogą być użyte do reprodukcji rozpuszczalników oraz jako dodatki do paliw lub w stanie surowym — jako olej opałowy. Powstające gazy mogą być zawracane do ogrzewania procesu, bowiem otrzymywane w procesie pirolizy metan i etylen, sprężone w kompresorach, są nośnikami energii [8].

Tabela 4. Zawartość energetyczna i emisje dwutlenku węgla poszczególnych paliw [9]

Paliwo	Energia (GJ/t)	Emisje (kgCO ₂ /t)	Emisje (kgCO ₂ /GJ)
Opony	25-35	2,72	85
Węgiel	27	2,43	90
Koks naftowy	32.4	3,24	100
Ropa naftowa	46	3,22	70
Gaz ziemny	39	1,989	51
Drewno	10.2	1,122	110

Istnieje kilka technologii pirolizy gumy, a jedną z nich jest piroliza w piecu gazowniczym. Operacjami wstępnymi tego procesu są: wycinanie obrzeży i cięcie opon na kawałki o wymiarach ok. 10 × 10 cm. Wprowadzone do pieca kawałki opon podlegają pirolizie w warunkach zbliżonych do termicznej destrukcji węgla kamiennego. Produkty gazowe kierowane są następnie do zbiornika gazu, a produkty ciekłe – do zbiorników smołowych. Średnia temperatura procesu wynosi ok. 1000°C [8].

Piroliza opon w piecu szybowym umożliwia utylizowanie opon w całości lub pociętych na kilka części. Przez otwór wsadowy opony trafiają do pieca w atmosferę spalin o temperaturze ok. 950°C [8].

Szereg firm na świecie prowadzi badania nad technologiami pirolizy gumy, pod kątem odzyskania użytecznych produktów oraz zapewnienia czystości ekologicznej. Na przykład angielska firma Meadow Vale Ventures oferuje instalację przetwarzającą zużyte opony na olej, gaz, karbonizat i złom stalowy. Wszystkie produkty pirolizy mogą być zagospodarowane [8]. Amerykańska firma Seco Warwick proponuje natomiast technologię pirolizy opartą na piecu przepychowym. Standardowa instalacja ma przepustowość ok. 30 Mg opon dziennie (1 mln opon rocznie). Z 1 Mg opon uzyskuje się:

- 400 l oleju,
- 360 kg węgla,
- 40 kg stali,
- ok. 130 m³ gazu opałowego wykorzystywanego do ogrzewania pieca [8].

Powstający w trakcie pirolizy odpadów palny gaz popirolityczny jest zwykle wykorzystywany na potrzeby energetyczne podtrzymania procesu. Stały produkt pirolizy (karbonizat) jest niestety często produktem trudnym do zagospodarowania, ze względu na brak rynkowego zainteresowania, co w praktyce pogarsza bilans ekonomiczny procesu pirolizy konkretnego odpadu. Materiał wsadowy jest głównym czynnikiem, który wskazuje na właściwości oleju z pirolizy. Może być on substytutem paliw kopalnych do wytwarzania ciepła, energii i chemikaliów. Kotły i piece (w tym elektrownie) mogą być zasilane bio olejem w krótkim okresie czasu. Wartość opałowa (tj. Wyższa wartość opałowa, wynosi 26 MJ/kg) w porównaniu do 42-44 MJ/kg dla konwencjonalnych olejów opałowych [11]. Karbonizat może alternatywnie być wykorzystywany również jako absorbent węglowy do usuwania rtęci z gazów spalinowych [14] oraz w lakiernictwie jako barwnik [15].

Tabela 5. Skład oleju popirolitycznego

Właściwości oleju popirolitycznego	
Właściwości fizyczne	Wartość typowa
Poziom wilgotności	15%-30%
pH	2,8-4,0
Gęstość	1,1-1,2 kg/m ³
Analiza elementarna	
C	55%-64%
H	5%-8%
O	27%-40%
N	0,05%-1,0%
Ash	0,03%-0,30%
Wartość opałowa	16-26 Mj/kg
Lepkość (w temp. 40 ⁰ C)	0,03-0,1 η

Źródło [12]

Właściwości karbonizatów różnią się istotnie charakterystyką fizyko-chemiczną, dlatego też w każdym konkretnym przypadku, przy podejmowaniu decyzji o zastosowaniu karbonizatu, konieczne jest szczegółoweprzeanalizowanie jego właściwości oraz dokonanie właściwego doboru. W tabeli numer 6 przedstawiono uśrednione zestawienie składu chemicznego różnych badanych karbonizatów z opon samochodowych [7].

Tabela 6. Zakres zawartości pierwiastków w badanych karbonizatach [13].

Skład elementarny	%
C	80,7-89,4
H	0,3-3,8
O	0,3-3,5
S	0,8-3,6
N	0,1-0,7
Popiół	6,9-16,3

Źródło [13]

Racjonalne wykorzystanie produktów procesu pirolizy (karbonizatów) powinno przyczynić się do uzyskania lepszych efektów ekonomicznych i zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska.

3. Podsumowanie

Produktami powstającymi podczas pirolizy zużytych opon są olej, gaz oraz karbonizat, który jest trudny do zagospodarowania i jest przedmiotem wielu prac badawczych na całym świecie. Znalezienie korzystnych form zastosowania karbonizatu (sadza, popiół lotny) wpłynie na poprawę bilansu ekonomicznego całego procesu pirolizy. Obiecującym kierunkiem zagospodarowania karbonizatu z opon samochodowych jest jego wykorzystanie w postaci paliwa, albo komponentu dla produkcji paliw alternatywnych. Ponadto potencjalną możliwością wykorzystania jest ich zastosowanie w charakterze dodatków (wypełniaczy) do produkcji rur z tworzyw sztucznych oraz bitumicznych mieszanek asfaltowych wykorzystywanych w drogownictwie. Trzeba podkreślić, że o

możliwości zagospodarowania karbonizatu z opon samochodowych mogą zdecydować jedynie wyniki specjalistycznych badań i prób technologicznych przeprowadzonych w dużej skali. Na chwilę obecną, znacznie bardziej popularną formą zagospodarowania opon samochodowych jest recykling materiałowy (regranulacja), spalanie w piecach cementowych lub też współspalanie, które skutecznie wykorzystuje Wałbrzyski PEC S.A., będący jednocześnie jedynym w Polsce producentem paliwa alternatywnego opartego na miale węglowym i granulacie ze zużytych opon samochodowych.

Literatura:

1. [Stelmach S., Potencjalne metody zagospodarowania karbonizatów z opon samochodowych, *Archiwum Gospodarki Odpadami*, vol.13 nr.3 (2011), str. 37-52.
2. "A National Approach to Waste Tyres", 2001, oraz ETRMA, 2001 i raportu o stanie wiedzy dotyczącego materiałów na opony i części zużytych opon, ChemRisk inc, 30. Lipca 2008 r. [9.11.2014]
3. [Opony samochodowe: ETRMA – LC i informacje dostarczone przez producentów opon do samochodów ciężarowych. [9.11.2014]
4. <http://oldwww.wbcd.org/includes/getTarget.asp?type=d&id=MzkwOTI> [10.11.2014]
5. Helleur R., Popovic N., Ikura M., Staniculescu M., Liu D.: Characterization and potential application of pyrolytic char from ablative pyrolysis of used tires. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, str. 58÷59 (2001) str. 813÷824.
6. Piroliza opon, <http://www.pirolizaopon.pl/index.php?strona=produkty> [11.11.2014]
7. Wojciechowski A., Michalski R., Zastosowanie gumy w pojazdach samochodowych. *Recykling gumy., Transport Samochodowy*, 4-2012, s.58-68.
8. Żmuda W., Budzyń S., Tora B., Badania chromatograficzne produktów pirolizy granulatu ze zużytych opon, *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 30, Zeszyt 3/1, 2006
9. World Business Council on Sustainable Development (WBCSD), 2005 – CO2 Emission Factors of Fuels.
10. Wybrane metody zagospodarowania zużytych opon oraz przykłady ich nowego użycia, <http://www.akademiaodpadowa.pl/600,a,20-wybrane-metody-zagospodarowania-zuzytych-opon-oraz-przyklady-ic.htm> [10.11.2014]
11. <http://www.uaex.edu/publications/PDF/FSA-1052.pdf> [11.11.2014]
12. C. Wongkhorsub, N. Chindaprasert, *Energy and Power Engineering*, 5, s. 350-355, 2013
13. http://forumees.pl/gfx/ees/userfiles/files/68_forum/10.68.pdf [15.11.2014]
14. Jastrząb K., Stelmach S., Figa J., Adsorbenty węglowe otrzymane ze zużytych opon przeznaczone do usuwania rtęci z gazów spalinowych, *Węgiel aktywny w ochronie środowiska i przemyśle*, 2008
15. Musiał M., Janik J., Żmuda W., Weryfikacja przydatności karbonizatu z odpadów gumowych w lakiernictwie, *Przemysł Chemiczny* 93/12, 2014
16. Ustawa z dnia 6 grudnia 2008r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2009r. Nr 3 poz. 11 ze zm.)