

Praca zbiorowa
pod redakcją
Krzysztofa Pikonia i Moniki Czop

WSPÓŁCZESNE PROBLEMY ENERGETYKI III



2015

Praca zbiorowa pod redakcją
Krzysztofa Pikonia i Moniki Czop

**WSPÓŁCZESNE PROBLEMY ENERGETYKI
III**

GLIWICE 2015

WSPÓLCZESNE PROBLEMY ENERGETYKI III

Redakcja naukowa: Krzysztof Pikoń, Monika Czop

Redakcja techniczna: Marta Białas, Michalina Jakubowska, Magdalena Wojcieszczak

Recenzenci:

dr hab. Lucjan Chmielarz, prof. UJ

dr hab. inż. Tomasz Jaworski

dr inż. Jan Kaczmarczyk

dr inż. Małgorzata Kajda-Szcześniak

dr inż. Michał Koziół

dr inż. Marcin Landrat

prof. dr hab. inż. Jan Nadziakiewicz

dr inż. Witold Nocoń

dr. hab. inż. Krzysztof Pikoń

dr hab. inż. Wojciech Stanek

dr hab. inż. Sławomir Stelmach

dr hab. inż. Andrzej Szlęk

dr inż. Karol Sztekler

dr inż. Waldemar Ścierski

Wydawca:

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

E-mail: ago@helion.pl

Published by Mastermedia sp. z o.o.

ISBN 978-83-942601-2-5

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 jakiejkolwiek 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 technik geoprzestrzennych w analizie potencjału energetycznego osadów ściekowych w województwie Śląskim | 11 |
| 1. | Wstęp | 11 |
| 2. | Założenia modelu..... | 11 |
| 2.1. | Osady ściekowe w województwie śląskim..... | 11 |
| 2.2. | Sieć dróg..... | 13 |
| 3. | Geoprzestrzenna analiza potencjału energetycznego osadów ściekowych | 14 |
| 3.1. | Zastosowanie Model Builder by ArcGIS | 14 |
| 3.2. | Wynik analizy geoprzestrzennej..... | 16 |
| 4. | Wnioski | 16 |
| II | Wpływ sposobu spalania w kotle małej mocy na zawartość WWA i rodników w sadzy | 19 |
| 1. | Wstęp | 19 |
| 2. | Charakterystyka sadzy piecowej | 20 |
| 3. | Warunki spalania a emisja zanieczyszczeń..... | 21 |
| 4. | Metodyka badań..... | 21 |
| 5. | Wyniki badań..... | 21 |
| 6. | Podsumowanie | 24 |
| III | Wpływ wykorzystania akumulatorów sprężonego powietrza (CAES) na stabilną pracę systemu elektroenergetycznego | 27 |
| 1. | Wstęp | 27 |
| 2. | Charakterystyka wytwarzania energii z Odnawialnych Źródeł Energii OZE | 27 |
| 3. | Charakterystyka systemu elektroenergetycznego | 29 |
| 4. | Magazynowanie energii | 30 |
| 5. | Magazyny sprężonego powietrza – CAES..... | 30 |
| 6. | Opis analizowanego układu CAES | 32 |
| 6.1. | CAES z zintegrowaną turbiną | 32 |
| 6.2. | CAES z chłodzeniem międzystopniowym | 33 |
| 6.3. | CAES z chłodzeniem międzystopniowym i komorą spalania | 34 |
| 6.4. | Parametry wejściowe optymalnej struktury CAES | 34 |
| 7. | Wyniki symulacji pracy optymalnej struktury CAES | 35 |
| 8. | Podsumowanie | 36 |
| IV | Wpływ konfiguracji układu gazowo-parowego na charaktrystyki termodynamiczne i ekonomiczne elektrowni gazowo-parowej..... | 39 |
| 1. | Wstęp | 39 |
| 2. | Analiza termodynamiczna wybranych układów gazowo-parowych..... | 40 |

| | | |
|-------------|--|-----------|
| 3. | Analiza ekonomiczna | 44 |
| 4. | Analiza ryzyka metodą Monte Carlo | 48 |
| 5. | Podsumowanie | 51 |
| V | Porównanie właściwości paliwowych wybranych odpadów stolarki podłogowej | 53 |
| 1. | Wstęp | 53 |
| 2. | Bilans ilościowy odpadów paneli podłogowych | 54 |
| 3. | Charakterystyka materiału i metodyka badań | 55 |
| 4. | Wyniki i ich dyskusja | 56 |
| 5. | Podsumowanie | 57 |
| VI | Charakterystyka właściwości paliwowych wybranych frakcji odpadów oraz paliw konwencjonalnych o różnym stopniu przetworzenia pod kątem ich potencjalnego termicznego wykorzystania | 59 |
| 1. | Wstęp | 59 |
| 2. | Charakterystyka procesu spalania | 60 |
| 3. | Właściwości paliwowe | 62 |
| 4. | Podsumowanie | 66 |
| 5. | Wnioski | 67 |
| VII | Efektywność małej elektrowni wodnej na wybranym przykładzie | 69 |
| 1. | Wprowadzenie | 69 |
| 2. | Energia ze źródeł odnawialnych w Polsce | 70 |
| 3. | Charakterystyka małych elektrowni wodnych (MEW) | 73 |
| 4. | Oddziaływanie na środowisko małych elektrowni wodnych | 74 |
| 5. | Elektrownie wodne w województwie opolskim | 75 |
| 5.1. | Opis wybranego przypadku małej elektrowni wodnej | 76 |
| 5.2. | Efektywność MEW w Bliszczycach | 78 |
| 6. | Podsumowanie | 81 |
| VIII | Ważne informacje dotyczące odnawialnych źródeł energii | 83 |
| 1. | Wstęp | 83 |
| 2. | Charakterystyka wybranych odnawialnych źródeł energii | 83 |
| 2.1. | Energia z biomasy | 84 |
| 2.2. | Energia z wody | 84 |
| 2.2.1. | Energia wnętrza oceanów | 85 |
| 2.2.1.1. | Energia fal morskich | 85 |
| 2.2.1.2. | Energia pływów morskich | 85 |
| 2.2.1.3. | Energia rzek | 85 |
| 2.2.1.4. | Energia z wnętrza Ziemi | 85 |

| | | |
|-------------|---|------------|
| 2.3. | Energia z wiatru | 86 |
| 2.4. | Energia ze Słońca | 86 |
| 2.5. | Biopaliwa źródłami energii odnawialnej | 87 |
| 3. | Ekonomia rozwoju Odnawialnych źródeł Energii w Polsce | 88 |
| 4. | Podsumowanie | 89 |
| IX | Wykorzystanie oleju rzepakowego do zasilania silników o zapłonie samoczynnym | 91 |
| 1. | Wstęp | 91 |
| 2. | Charakterystyka i parametry oleju rzepakowego, jako paliwa do silników o zapłonie samoczynnym | 91 |
| 3. | Trudności związane z zasilaniem silników ZS olejem rzepakowym | 92 |
| 4. | Ekologiczne aspekty zasilania silników ZS olejem rzepakowym | 93 |
| 5. | Podsumowanie | 93 |
| X | Wpływ temperatury na skład produktów pirolizy | 95 |
| 1. | Wstęp | 95 |
| 2. | Metodyka badawcza | 96 |
| 3. | Wyniki | 97 |
| 3.1. | Piroliza do 300°C | 97 |
| 3.2. | Piroliza do 400°C | 97 |
| 3.3. | Piroliza do 500°C | 98 |
| 4. | Zestawienie wyników | 99 |
| 5. | Podsumowanie i wnioski | 101 |
| XI | Analiza matematyczna obiegu turbiny gazowej z wtryskiem wody do komory spalania | 103 |
| 1. | Wstęp | 103 |
| 2. | Układy gazowo-parowe z wtryskiem wody | 103 |
| 3. | Opis analizowanego układu turbiny gazowej | 104 |
| 4. | Wpływ wybranych parametrów na działanie układu | 106 |
| 4.1. | Wpływ zastosowania wtrysku wody do komory spalania | 107 |
| 5. | Podsumowanie | 111 |
| XII | Przykład dobrych praktyk – modernizacja kotła K4-WR-10-012 w Brzeskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 113 |
| 1. | Wstęp | 113 |
| 2. | Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. | 114 |
| 3. | Modernizacja kotła K4 WR-10-012 | 115 |
| 4. | Podsumowanie | 118 |
| XIII | Charakterystyka porównawcza wybranych właściwości paliwowych odpadów z przemysłu drzewnego | 121 |
| 1. | Wstęp | 121 |
| 2. | Charakterystyka analizowanego materiału | 122 |

| | |
|---|------------|
| 3. Cel i metodyka eksperymentu..... | 123 |
| 4. Wyniki i dyskusja | 124 |
| 5. Podsumowanie | 127 |
| XIV Wpływ rodzaju osłony okna na energochłonność instalacji klimatyzacyjnej..... | 129 |
| 1. Wprowadzenie | 129 |
| 2. Metodologia prowadzenia obliczeń | 130 |
| 3. Metoda obliczania zysków ciepła od nasłonecznienia z uwzględnieniem zacielenia oraz rodzaj urządzenia przeciwsłonecznego | 130 |
| 4. Opis modelu obliczeniowego..... | 132 |
| 5. Wyniki obliczeń..... | 133 |
| 6. Wnioski..... | 136 |
| XV Analiza struktury grupy państw ze względu na dynamikę zmian w wielkości emisji CO₂ przy spalaniu paliw | 137 |
| 1. Wstęp..... | 137 |
| 2. Zastosowanie algorytmów grupowania państw ze względu na emisję CO ₂ przy spalaniu paliw | 138 |
| 3. Algorytm tclust | 138 |
| 3.1. Zastosowanie algorytmu tclust do pogrupowania państw ze względu na emisję CO ₂ przy spalaniu paliw..... | 139 |
| 3.2. Algorytm agnes | 142 |
| 4. Emisja CO ₂ a spalanie węgla na świecie | 145 |
| 5. Podsumowanie | 148 |
| XVI Influence of the amount of urea modification of activated carbon on DeNO_x catalyst efficiency | 151 |
| 1. Introduction..... | 151 |
| 2. Experimental..... | 152 |
| 2.1. The preparation of catalysts | 152 |
| 2.2. Characterization methods | 153 |
| 2.3. Catalytic measurements..... | 153 |
| 3. Results and discussion | 153 |
| 3.1. The characterization of the samples | 153 |
| 3.2. NH ₃ -SCR catalytic properties..... | 159 |
| 4. Conclusions..... | 160 |
| 5. Acknowledgements..... | 161 |
| XVII Zastosowanie gazu ze zgazowania osadów ściekowych oraz mikroalg w układzie kogeneracyjnym z gazowym silnikiem tłokowym..... | 163 |
| 1. Wstęp..... | 163 |
| 2. Biomasa osadów ściekowych i mikroalg | 164 |
| 3. Kogeneracyjne układy gazowe | 165 |

| | | |
|--|---|------------|
| 4. | Metodyka badań eksperymentalnych | 165 |
| 5. | Rezultaty badań eksperymentalnych | 167 |
| 6. | Analiza energetyczna | 169 |
| 7. | Analiza ekonomiczna | 171 |
| 8. | Podsumowanie | 173 |
| XVIII Wykorzystanie hydroenergetyczne rzeki Radwi na obszarach Natura 2000 | | 175 |
| 1. | Wstęp | 175 |
| 2. | Wykorzystanie hydroenergetyczne Radwi | 176 |
| 3. | Historia, lokalizacja i funkcje „kaskady” w biegu środkowym cieką | 177 |
| 4. | Walory przyrodnicze opisywanego obszaru | 178 |
| 5. | Uwarunkowania prawne dla przedsięwzięć na obszarach Natura 2000 przy uwzględnieniu zasad ochrony przyrody oraz racjonalnego gospodarowania wodą | 179 |
| 6. | Ocena funkcjonowania elektrowni wodnych „Rosnowo” i „Niedalino” na rzece Radwi, wraz z opisem obiektów, w odniesieniu do realizacji wymagań z zakresu ochrony środowiska - studium przypadków | 181 |
| 7. | Podsumowanie | 183 |
| XIX Efektywność energetyczna procesów rozdrabniania w wybranych młynach i prasie wysokociśnieniowej walcowej na przykładzie surowców mineralnych i energetycznych. | | 187 |
| 1. | Wstęp | 187 |
| 2. | Teorie rozdrabniania z uwzględnieniem efektywności energetycznej | 187 |
| 3. | Efektywność energetyczna w wybranych młynach i prasie wysokociśnieniowej | 190 |
| 3.1. | Młyn Elektromagnetyczny | 190 |
| 3.2. | Młyny z mieszanymi mielnikami | 191 |
| 3.3. | Wysokociśnieniowe prasy walcowe (HPGR) | 193 |
| 4. | Podsumowanie | 194 |
| XX Modelowanie rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem aspektów środowiskowych | | 197 |
| 1. | Wstęp | 197 |
| 2. | Budowa scenariuszy energetycznych | 198 |
| 2.1. | Budowa scenariuszy emisyjnych | 199 |
| 2.2. | Modelowanie jakości powietrza | 200 |
| 3. | Podsumowanie | 202 |

I Wykorzystanie technik geoprzestrzennych w analizie potencjału energetycznego osadów ściekowych w województwie Śląskim

Szczepan Bielatowicz ¹

¹ Śląskie Środowiskowe Studium Doktoranckie, Główny Instytut Górnictwa w Katowicach, Plac Gwarków 1, 40-166 Katowice

Streszczenie

Osady ściekowe stanowią nieodłączny element oczyszczania ścieków komunalnych. Wobec planów zawartych w Krajowym Planie Gospodarki Odpadami Komunalnymi 2014 przewidujących zwiększenie do 30 % udziału termicznych metod unieszkodliwiania osadów ściekowych do 2020 roku, a także wobec zakazu ich składowania od 1 stycznia 2016 roku warto zastanowić się nad wykorzystaniem Systemów Informacji Przestrzennej (GIS) w analizie ich potencjału energetycznego, szczególnie mając na uwadze ich zróżnicowaną wilgotność, a także wartość opałową w zależności od zastosowanego rodzaju przeróbki.

Słowa kluczowe: osady ściekowe, systemy informacji przestrzennej, GIS

1. Wstęp

Plan Gospodarki Odpadami Komunalnymi 2014 przewiduje do roku 2020 zwiększenie do 30 % udziału termicznych metod unieszkodliwiania osadów ściekowych [16], natomiast od 1 stycznia 2016 roku zacznie obowiązywać zakaz składowania osadów ściekowych nie spełniających wymagań określonych w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 8 stycznia 2013 r [15]. Wobec zmian w gospodarce osadami ściekowymi warto zastanowić się nad narzędziami umożliwiającymi analizę ich potencjału, szczególnie w przypadku planowanych inwestycji w postaci Zakładów Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych [11].

Wykorzystanie Systemów Informacji Przestrzennej pozwala na oszacowanie potencjału energetycznego osadów ściekowych w pobliżu potencjalnej lokalizacji Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Województwa Śląskiego przy uwzględnieniu czynników komunikacyjnych, a także zróżnicowanej wilgotności i wartości opałowej osadów ściekowych [11].

2. Założenia modelu

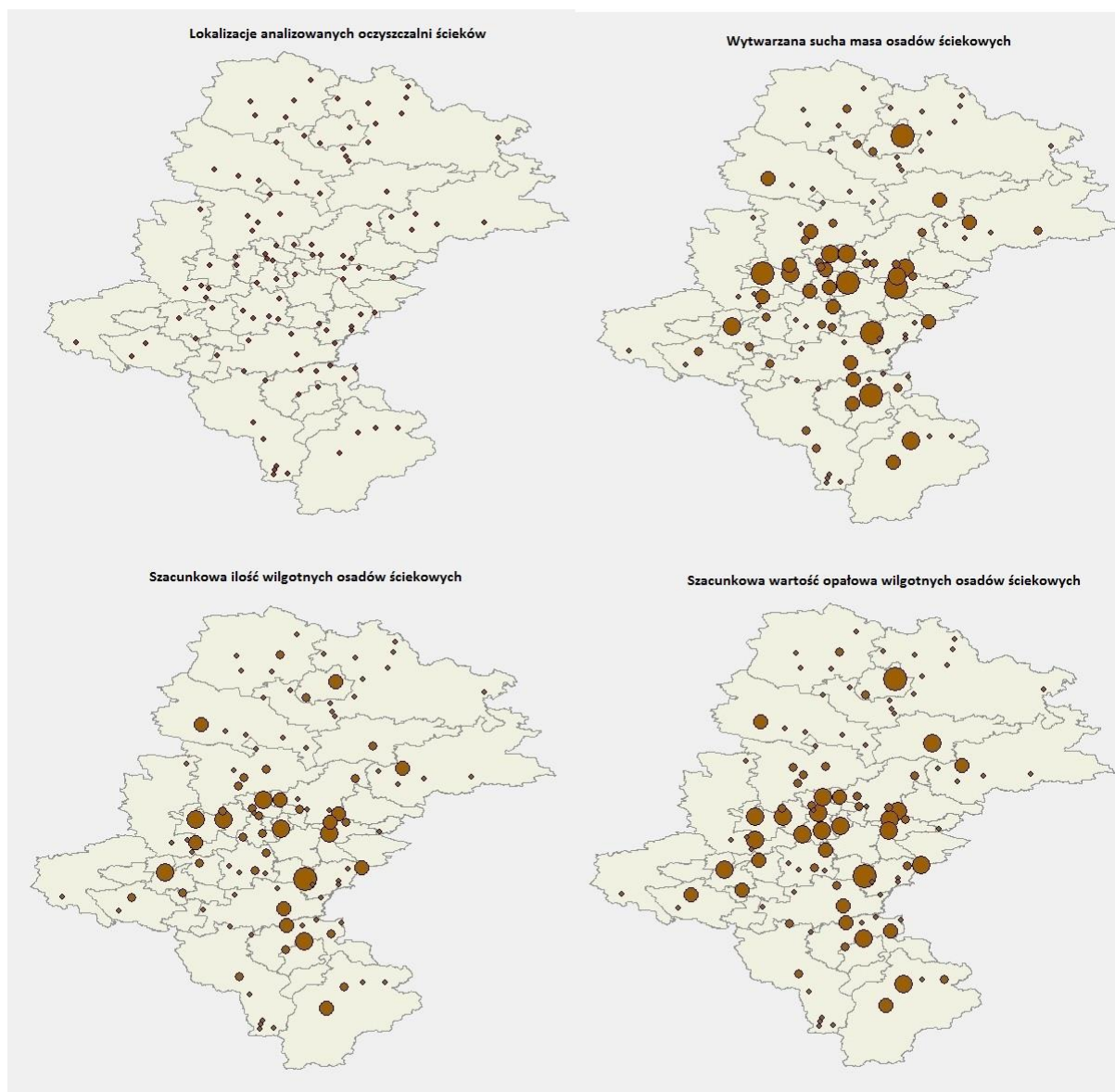
2.1. Osady ściekowe w województwie śląskim

Na podstawie danych zebranych w Krajowym Programie Oczyszczania Ścieków Komunalnych przyjęto do analizy 103 oczyszczalnie ścieków z terenu Województwa Śląskiego wyszczególnione w raporcie z 2013 roku prowadzące proces odwadniania, bądź suszenia osadów ściekowych [9]. Ze względu na wysoką wilgotność, ujemną wartość opałową, a także dużą objętość nie brano pod uwagę osadów, które nie były poddawane procesom odwadniania, bądź suszenia. Na podstawie dostępnej literatury w tabeli 1 podano parametry analizowanych osadów ściekowych w zależności od prowadzonej przeróbki [2,3,8,10,12]. Ze względu na różnorodność technologii, a także zróżnicowaną wydajność procesów odwadniania oraz suszenia przyjęto stałą wartość zawartości suchej masy dla każdej oczyszczalni [17, 18].

Tab. 1 Przyjęte parametry osadów ściekowych po procesach przeróbki

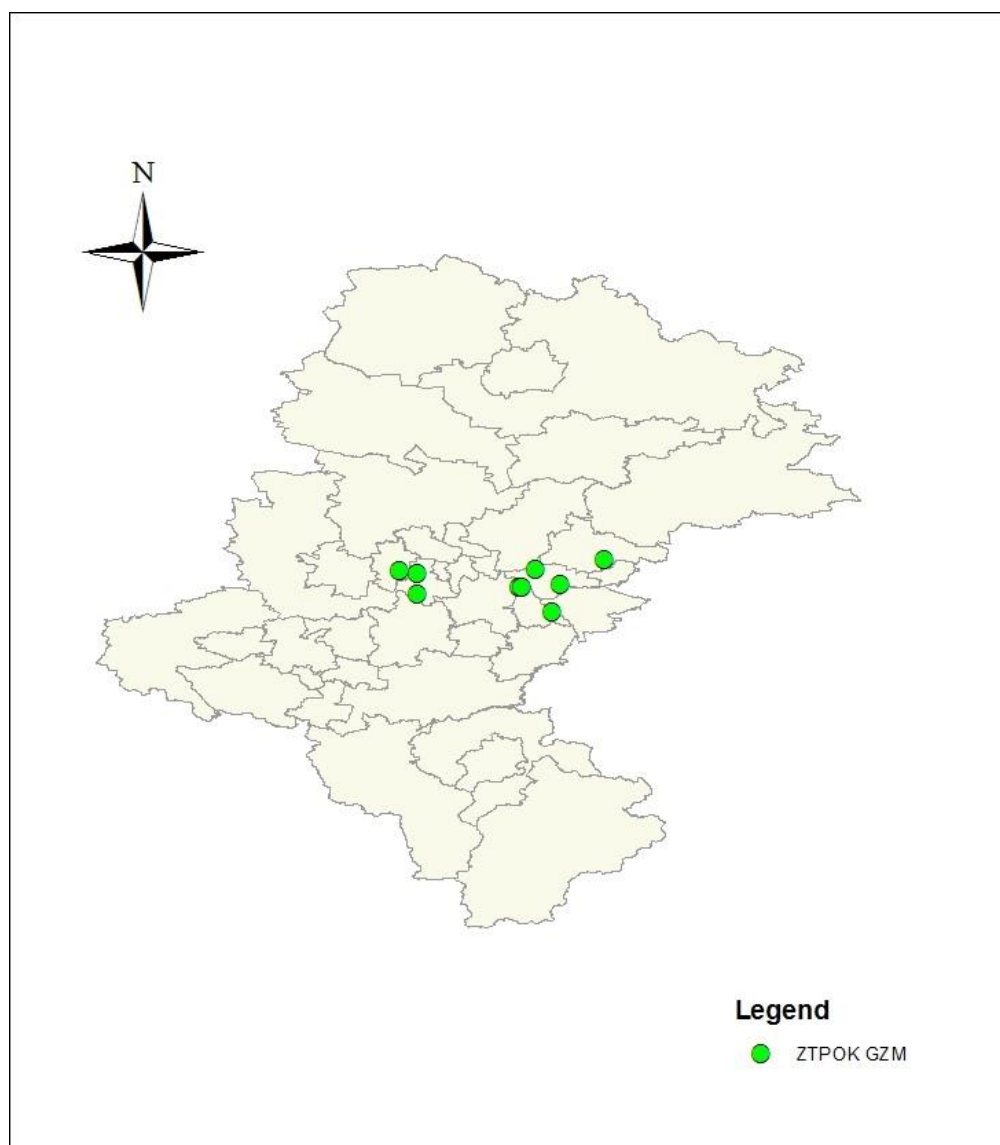
| | Zawartość suchej masy, % | Osad surowy, MJ/kg | Osad ustabilizowany, MJ/kg |
|------------|--------------------------|--------------------|----------------------------|
| Suszony | 90 | 16,00 | 8,75 |
| Odwadniany | 30 | 3,69 | 1,29 |

Na rysunku 2.1 przedstawiono kolejno lokalizacje analizowanych oczyszczalni ścieków, wytwarzaną suchą masę osadów, szacunkową ilość wilgotnych osadów oraz ich szacunkową wartość opałową.



Rys. 2.1 Lokalizacje oraz parametry analizowanych oczyszczalni ścieków [9]

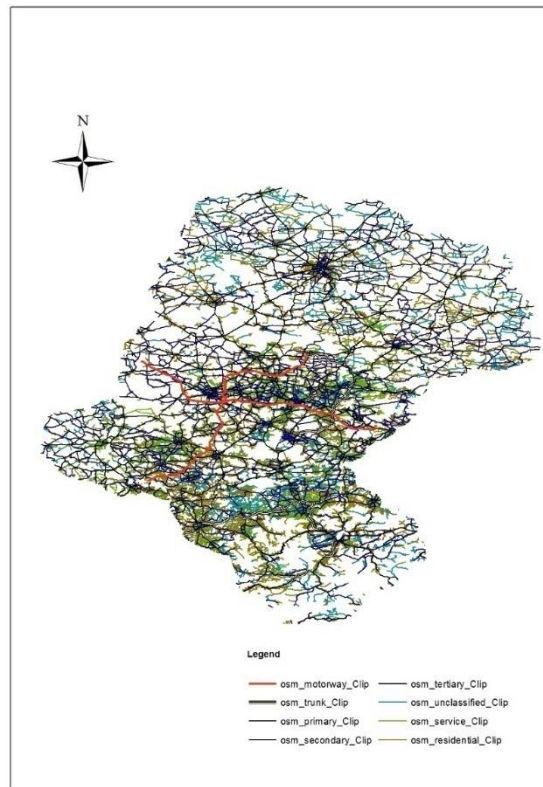
Na rysunku 2.2 jako punkty przeróbki osadów ściekowych przedstawiono potencjalne lokalizacje instalacji Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Województwa Śląskiego [11].



Rys. 2.2 Potencjalne lokalizacje Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Województwa Śląskiego [11]

2.2. Sieć dróg

W analizie zastosowano sieć dróg Województwa Śląskiego dostępną poprzez projekt OpenStreetMaps oraz firmę Geofabrik. Zastosowano następujące rodzaje dróg: Autostrady (osm_motorway), Drogi Ekspresowe (osm_trunk), Krajowe (osm_primary), Wojewódzkie (osm_secondary), Powiatowe (osm_tertiary), Gminne (osm_unclassified) oraz pozostałe drogi w miastach i terenie zabudowanym (osm_residential), a także drogi serwisowe takie jak dojazdy do parkingów czy drogi wewnątrzsiedlowe (osm_service) [6,13,14]. Poniżej, na rysunku 2.3 przedstawiono sieć dróg zastosowaną w analizie geoprzestrzennej.

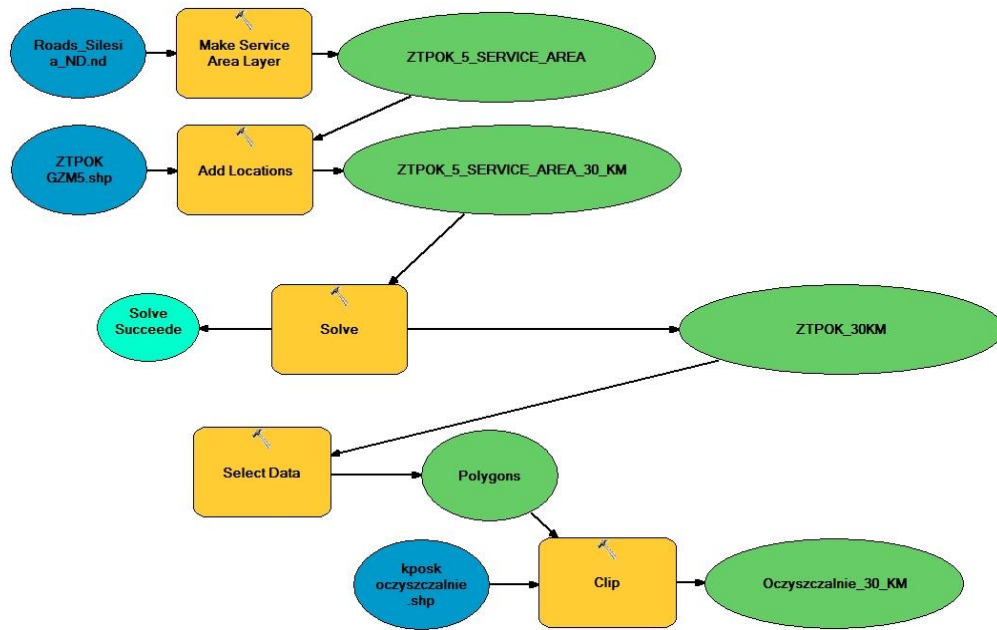


Rys. 2.3 Sieć dróg województwa Śląskiego na podstawie OpenStreetMaps [2,6]

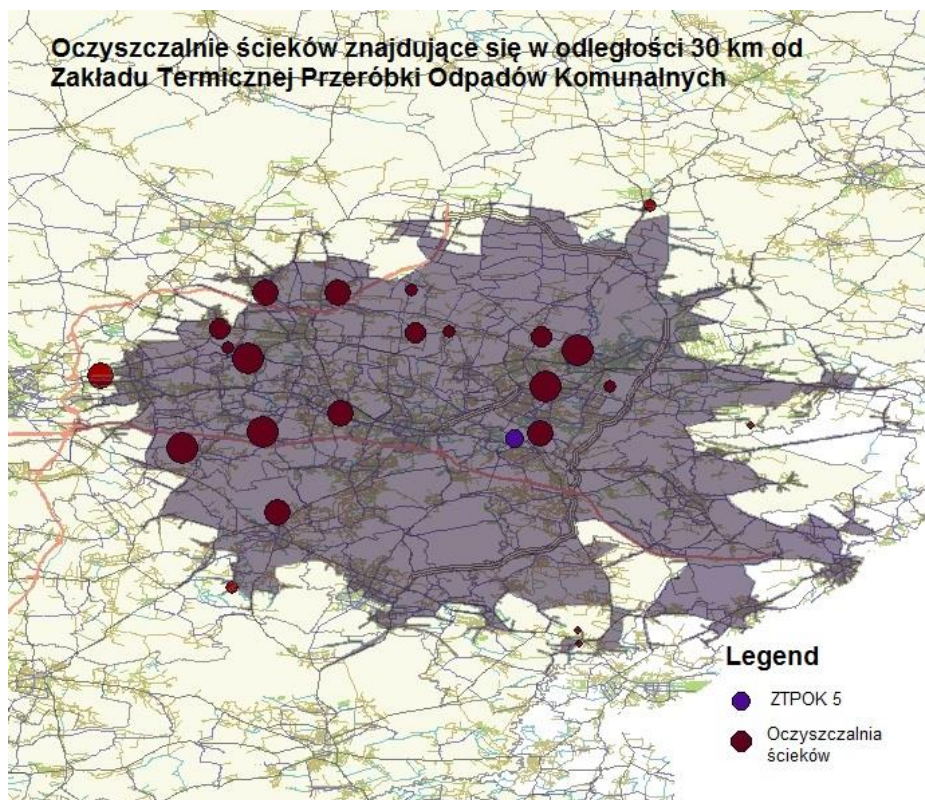
3. Geoprzestrzenna analiza potencjału energetycznego osadów ściekowych

3.1. Zastosowanie Model Builder by ArcGIS

W celu sprawdzenia potencjału energetycznego osadów ściekowych zbudowano przedstawiony na rysunku 3.1 model geoprzetwarzania oparty na algorytmie zachłannym Dijkstry [1,4,5]. Model przeprowadza analizę sieciową będącą odzwierciedleniem sieci komunikacyjnej. Następnie jako warstwę wynikową otrzymuje się przedstawione na rysunku 3.2 oczyszczalnie ścieków znajdujące się w pożądanej odległości od zakładu termicznej przeróbki osadów ściekowych.



Rys. 3.1 Model geoprzetwarzania



Rys. 3.2 Warstwa wynikowa przeprowadzonej analizy

3.2. Wynik analizy geoprzestrzennej

Wynikiem analizy jest identyfikacja lokalizacji oczyszczalni ścieków w przyjętej odległości od zakładu przekształcania osadów ściekowych (rysunek 3.2), a także raportu zbiorczego obejmującego pożądane parametry oczyszczalni. Na rysunku 3.3 przedstawiono przykładowy raport z przeprowadzonej analizy zawierający ID oczyszczalni ścieków, roczne wytwarzanie suchych osadów ściekowych, wilgotnych osadów ściekowych oraz szacunkową wartość opalową wytwarzanych osadów wraz z sumarycznym zestawieniem.

| ZTPOK 5 Obszar 30 KM | | | |
|-------------------------|--|---|---|
| ID Oczyszczalni Ścieków | Roczne Wytwarzanie Suchej Masy Osadów [Mg/rok] | Szacunkowe Roczne Wytwarzanie Osadów Uwodnionych [Mg/rok] | Szacunkowa Wartość Opalowa Wytworzonych Osadów Uwodnionych [MJ/rok] |
| 0 | 2545 | 8483,33 | 10901,08 |
| 1 | 216 | 720 | 925,2 |
| 6 | 2264,24 | 7547,47 | 9698,49 |
| 7 | 2497,72 | 8325,73 | 10698,57 |
| 8 | 2059,81 | 6866,03 | 8822,85 |
| 9 | 159,37 | 531,23 | 682,63 |
| 10 | 397,29 | 1324,3 | 1701,73 |
| 11 | 1434,79 | 4782,63 | 17624 |
| 12 | 802 | 891,11 | 14217,68 |
| 13 | 813 | 903,33 | 14412,68 |
| 14 | 821 | 912,22 | 14554,51 |
| 15 | 1460 | 4866,67 | 6253,67 |
| 16 | 374 | 1246,67 | 1601,97 |
| 17 | 1320 | 4400 | 16214 |
| 18 | 156,3 | 521 | 1919,89 |
| 19 | 504 | 1680 | 6190,8 |
| 22 | 14 | 46,67 | 171,97 |
| 23 | 26 | 86,67 | 319,37 |
| 24 | 236 | 786,67 | 1010,87 |
| 26 | 187 | 623,33 | 800,98 |
| 27 | 75 | 250 | 921,25 |
| 28 | 131 | 436,67 | 561,12 |
| 29 | 6 | 20 | 73,7 |
| Liczba OS | Sum Sucha Masa [Mg/rok] | Sum Osady Wilgotne [Mg/rok] | Sum Wartość Opalowa [MJ/rok] |
| 23 | 18499,52 | 56251,73 | 140279,01 |

Rys. 3.3 Przykładowy raport z przeprowadzonej analizy

4. Wnioski

Systemy Informacji Przestrzennej stanowią cenne i użyteczne narzędzie w analizie potencjału energetycznego osadów ściekowych. Pozwalają na przeprowadzenie analiz w zadanej przez użytkownika odległości od punktu przeróbki. Wykorzystanie algorytmów sieciowych daje odzwierciedlenie rzeczywistej sieci komunikacyjnej,

dzięki czemu możliwe jest uzyskanie informacji o oczyszczalniach, jakie znajdują się w pożądanym zasięgu od punktu przeróbki.

W związku z wysokim uwodnieniem osadów ściekowych, a tym samym dużą ich objętością oraz masą, analiza pozwala na oszacowanie całkowitej ilości osadów potencjalnie kierowanych do instalacji termicznego przekształcania w pożądaną odległości. W przypadku analizowania kilku lokalizacji narzędzie pozwala na porównanie potencjału energetycznego osadów ściekowych dla poszczególnych lokalizacji oraz wyodrębnienie tych, dla których potencjał byłby największy.

Zastosowanie w analizie geoprzestrzennej algorytmów sieciowych pozwala na analizę lokalizacji pod względem dystansu dzielącego oczyszczalnie ścieków i zakład przeróbki osadów ściekowych. Rysunek 3.2. Przedstawia lokalizacje oczyszczalni ścieków znajdujących się w maksymalnej odległości 30 kilometrów od Zakładu Termicznej Przeróbki Odpadów Komunalnych. Przeprowadzenie takich analiz prowadzi do uzyskania wyników, dzięki którym możliwa jest maksymalizacja potencjału energetycznego osadów ściekowych przy minimalizacji kosztów transportu.

Literatura

- [1] ArcGIS Desktop 10.3 Help, Esri 2014
- [2] Bień J., Wystalska K., „Osady ściekowe: Teoria i praktyka”, Częstochowa 2011
- [3] Bień J., Wystalska K., „Procesy termiczne w unieszkodliwianiu osadów ściekowych” Częstochowa 2008
- [4] Cichociński P., Dębińska E., „Badanie dostępności komunikacyjnej wybranej lokalizacji z wykorzystaniem funkcji analiz sieciowych”, Tom X, Zeszyt 4 (54), Roczniki Geometriki 2012
- [5] Cormen T., Rivest R., „Wprowadzenie do algorytmów”, Warszawa 2012
- [6] Download.Geofabrik.De [7/07/2015] <http://download.geofabrik.de/>
- [7] Dymaczewski, Z., Sozanski, M., Oleszkiewicz, J., "Poradnik eksploatatora oczyszczalni ścieków", II wydanie, PZITS O/Poznań, Lem s.c. Kraków, 1997
- [8] Grabowski Z., Wartość opałowa i ciepło spalania jako parametry energetyczne odpadów, Gaz Woda i Technika Sanitarna, 3/92, 1992
- [9] Krajowy program oczyszczania ścieków komunalnych [25/10/2015], <http://kzgw.gov.pl/pl/Krajowy-program-oczyszczania-sciekow-komunalnych.html>
- [10] Miksch K., Sikora J., „Biotekhnologia ścieków”, Warszawa 2010
- [11] Mikuła J., Generowicz A., Mikuła M., „Analiza lokalizacyjna budowy instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Górnośląskiego Związku Metropolitalnego”, Katowice 2010
- [12] Niesler J., Nadziakiewicz J., The energy potential of sewage sludge in the Silesian Voivodeship, Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska, vol. 16, issue 1 (2014), p. 49-58
- [13] OpenStreetMap [22/09/2015], <http://openstreetmap.org/>
- [14] Pl:Znakowanie dróg w Polsce – OpenStreetMap Wiki [20/09/2015], http://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pl:Znakowanie_dróg_w_Polsce
- [15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 stycznia 2013 r. w sprawie kryteriów oraz procedur dopuszczania odpadów do składowania na składowisku odpadów danego typu, Dz.U. Nr 0, poz. 38.
- [16] Uchwała Nr 217 Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 2010 r. w sprawie „Krajowego planu gospodarki odpadami 2014” (M. P. Nr 101, poz. 1183)
- [17] Umiejewska K., „Raport – Odwadnianie osadów; Odwadnianie osadów ściekowych”, Wodociągi-Kanalizacja 4(62) 2009
- [18] Wawrzyniak P., „Raport – Suszenie i termiczne przekształcanie osadów ściekowych; Suszenie osadów ściekowych – wybór technologii”, Wodociągi-Kanalizacja 1(83) 2011

II Wpływ sposobu spalania w kotle małej mocy na zawartość WWA i rodników w sadzy

Marek Chyc¹, Żaneta Wielgus², Edeltrauda Helios-Rybicka³, Dariusz Latowski⁴;

¹ Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Tarnowie, ul. Mickiewicza 8, 33-100 Tarnów, tel.: 14 6316529, e-mail: mrsch@tlen.pl,

² Uniwersytet Marii Skłodowskiej-Curie w Lublinie, Wydział Chemii,

³ Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,

⁴ Uniwersytet Jagielloński w Krakowie, Wydział Biochemii, Biofizyki i Biotechnologii.

Streszczenie

W pracy przedstawiono wyniki badań porównawczych zawartości 16 wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) i gęstości spinowej jako miary zawartości rodników dla próbek sadz otrzymanych w wyniku spalania węgla kamiennego sposobami górnym i dolnym. Obliczono ekwiwalent kancerogenności dla obu typów sadz. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdzono, że sadza otrzymana w wyniku spalania węgla sposobem górnym zawiera mniej cytotoksycznych WWA i wykazuje mniejszą gęstość spinową w porównaniu z sadzą otrzymaną podczas spalania paliwa sposobem dolnym.

Słowa kluczowe: sadza, zanieczyszczenia, WWA, atmosfera, pyły

1. Wstęp

Spalanie paliw stałych jest jedną z głównych przyczyn przekroczeń wskaźników jakości powietrza, a w czasie tego procesu emitowane są do atmosfery pyły (lotny popiół), tlenki siarki (SO_x) i tlenki azotu (NO_x), metale ciężkie, tlenek węgla(II), lotne związki organiczne, benzo[a]piren. Wymienione zanieczyszczenia są analizowane w ramach Państwowego Programu Monitoringu Środowiska, w który zaangażowane są stacje monitoringu jakości powietrza. Spalanie paliw stałych przyczynia się do zanieczyszczenia atmosfery nie tylko wymienionymi powyżej związkami, których oznaczanie i normy są regulowane prawnie. Wiele toksycznych związków emitowanych w procesach spalania paliw nie jest oznaczanych ze względu np. na problemyz automatyzacją oznaczenia wybranych analitów. Do istotnych zanieczyszczeń, których nie oznacza się w powietrzu można zaliczyć dioksyny, rodniki oraz wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA) inne niż wskaźnikowy benzo[a]piren. Najnowsze dane literaturowe wskazują, że pochodne WWA posiadające grupy funkcyjne (aminowe, nitrozowe, nitylowe) mogą stanowić znacznie większe niebezpieczeństwo toksykologiczne niż analogi nieposiadające takich grup[1].

Niniejsza praca ma na celu zbadanie wpływu sposobu spalania na wybrane parametry sadzy kotłowej, stąd przedstawiono w niej wyniki badań porównawczych zawartości 16 przedstawicieli grupy wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych w próbkach sadz zebranych z wymiennika ciepła kotła węglowego. Porównaniu poddano sadze otrzymane w wyniku spalania węgla tzw. sposobem górnym (uważanym za bardziej ekologiczny) i sposobem dolnym. Ponadto wykonano badania porównawcze gęstości spinowej obu typów sadz za pomocą spektroskopii rezonansu paramagnetycznego (EPR). Gęstość spinowa sadzy jest utożsamiana z zawartością rodników [2]. Rodniki zaś stanowią zagrożenie cytotoksyczne dla komórek organizmów żywych, zaburzając istotnie ich funkcje metaboliczne a także powodując uszkodzenia genetyczne w tym zmiany nowotworowe [3]. Rodniki przyczyniają się do powstania w komórkach stresu oksydacyjnego oraz przyspieszają procesy apoptozy – czyli zaprogramowanej genetycznie śmierci komórek.

2. Charakterystyka sadzy piecowej

Sadza piecowa jest toksycznym odpadem powstającym m. in. w gospodarstwach domowych podczas niecałkowitego spalania paliw. Odpad ten złożony jest z wysoce zróżnicowanych jakościowo i ilościowo związków toksycznych teratogennych, kancerogennych czy też mutagennych tj.: węgiel amorficzny, połączenia grafitopodobne, fulereny, związki metali w tym metali ciężkich i metaloidów, WWA. Skład chemiczny sadzy kominowej zależy od składu paliwa oraz warunków fizykochemicznych procesu spalania. W sadzy w największej ilości występują złożone połączenia grafitopodobne i związki organiczne, a wśród nich węglowodory i pochodne ich częściowego utlenienia. Największy udział węglowodorów stanowią węglowodory alifatyczne i aromatyczne [4]. Składnikami sadzy mogą być również kwasy karboksylowe, aldehydy, związki z grupy fenoli, będące produktem częściowego utleniania i pirolizy sadzy. Materia nieorganiczna sadzy stanowi około 20% masy i składa się na nią węgiel amorficzny oraz lotny popiół będący mieszaniną tlenków metali alkalicznych, krzemionki oraz metali ciężkich głównie kadmu, ołowiu, rtęci, talu, antymonu, chromu, niklu, wanadu oraz arsenu [5]. Metale ciężkie, jako składniki mineralne, są integralną częścią każdego paliwa stałego. Podczas procesu spalania paliwa część metali ich tlenków i lotnych soli sublimując osadza się na cząstkach popiołu lotnego czy też sadzy. Metale takie jak Cd, Pb oraz Hg zaliczane są do grupy pierwiastków szczególnie toksycznych, ich nadmierne nagromadzenie w organizmie może spowodować choroby układu oddechowego, nerwowego, pokarmowego i krążenia. Pierwiastki te wykazują działanie rakotwórcze lub potencjalnie rakotwórcze [6]. W związku z występowaniem metali ciężkich, dioksyn, wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych sadza jest odpadem niebezpiecznym towarzyszącym produkcji energii grzewczej i elektrycznej. Występujące zagrożenie związane z niebezpieczeństwem, jakie stwarzają WWA wynika z wysokiego ich powinowactwa do cząsteczek biologicznie aktywnych w tym DNA [7].

Związki chlorowcopochodne, do których można zaliczyć: polichlorowane związki aromatyczne (w tym dioksyny) stanowią najbardziej toksyczne składniki odpadu z instalacji grzewczych, jakim jest sadza kominowa. Dioksyny wykazują mutagenne, teratogenne i alergizujące działanie, np. jednym z objawów ich działania są zaburzenia podziałów komórkowych. Bezpośrednią konsekwencją spalania paliw kopalnych jest synteza oraz emisja związków azotowych (głównie pirydyny oraz jej pochodnych) do atmosfery. Związki te są również substancjami toksycznymi [8].

Badania techniką rezonansu paramagnetycznego (EPR) wskazują, że sadza wykazuje relatywnie dużą gęstość spinową, co wynika z obecności w jej składzie trwałych rodników organicznych (EPFR - *Environmentally Persistent Free Radicals*) oraz reaktywnych form tlenu (ROS – *Reactive Oxygen Species*). Oddziaływanie metali przejściowych i rodników prowadzi do powstania połączeń koordynacyjnych. EPFR są zdolne do generowania ROS, a te zaś stanowią zagrożenie procesów enzymatycznych przebiegających w komórkach [9]. Z tej przyczyny obniżenie gęstości spinowej sadzy wskutek stosowania określonego sposobu spalania lub np. odpowiednich dodatków paliwowych należy zaliczyć do pozytywnych skutków środowiskowych.

Bardzo ważnymi parametrami procesu spalania paliwa są dobór odpowiedniej temperatury oraz współczynnika nadmiaru powietrza i sposobu spalania. Przy niewłaściwym doborze tych parametrów podczas procesu spalania w instalacji grzewczej powstaje, osadzając się na ściankach kotła oraz na przewodach kominowych nadmierna ilość sadzy, która powoduje obniżenie sprawności cieplnej instalacji grzewczej. Aby temu zapobiec należy regularnie usuwać sadzę z instalacji grzewczej; zabieg ten zmniejsza ryzyko powstawania pożaru komina. Usuwanie sadzy powoduje powstawanie toksycznego odpadu, a nieodpowiednie postępowanie z nim powoduje zanieczyszczenie gleb, wód i powietrza. Skażenie atmosfery związkami emitowanymi w wyniku procesów termicznych z udziałem paliw stałych może być przyczyną powstawania oraz rozpowszechniania się chorób cywilizacyjnych takich jak nowotwory, choroby układu krążenia oraz zaburzenia układu oddechowego [10].

3. Warunki spalania a emisja zanieczyszczeń

W celu ograniczenia emisji WWA podczas spalania należy utrzymać prawidłowe warunki procesu. Parametrami odpowiedzialnymi za odpowiedni przebieg procesu spalania są temperatura, turbulencja, oraz czas przebywania spalin w określonej temperaturze. Istotnymi czynnikami wpływającymi na poziom emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery są nawyki i świadomość ekologiczna palacza. Podczas niedoboru tlenu w komorze spalania produkty pirolizy paliwa nie są spalane z wystarczającą skutecznością, co powoduje narastanie depozytu węglowego na powierzchni ścianek kotła i przewodów spalinowych. Bardzo istotne jest zapewnienie warunków zbliżonych do procesu spalania całkowitego oraz zupełnego, ograniczając jednocześnie emisję trującego tlenu węgla (CO), związku zaburzającego oddychanie i odpowiedzialnego za liczne zgony powodowane złym stanem technicznym instalacji grzewczych. Odpowiednie parametry pracy kotła można uzyskać kontrolując natlenienie strefy spalania, przy optymalnej zawartości tlenu. Stężenie tlenu w przypadku spalania węgla mieści się w granicach 6–8%, natomiast współczynnik nadmiaru powietrza wynosi około 1,7–1,8 [11]. Powszechnie uważa się, że kotły starego typu cechują się znacznie wyższymi wskaźnikami emisji niż kotły nowoczesne wyposażone w układ sterowania pracą instalacji kotłowej.

4. Metodyka badań

Badania prowadzono spalając węgiel kamienny (z kopalni KWK Piast w Bieruniu) o wartości opałowej 22,9 MJ/kg w kotle węglowym Hercules U22 firmy Viadrus (moc znamionowa kotła 29 kW). Wykonano po pięć następujących po sobie spalań paliwa sposobem dolnym i górnym zbierając każdego dnia sadzę z wymiennika ciepła. Próbkę sadzy z górnego sposobu zmieszano otrzymując próbkę sadzy uśrednionej, podobnie postępowano z próbkami sadzy pochodzącymi ze spalania sposobem dolnym. W sposobie górnym wprowadzono 25 kg paliwa do komory spalania i rozpalono górną część złoża. W przypadku rozpalania paliwa sposobem dolnym najpierw rozpalono 5 kg paliwa, a następnie dodawano paliwo w ilości po 5 kg w 30 minutowych odstępach czasu.

W celu oznaczenia zawartości WWA w próbkach sadz odważono około 1,5 g próbkę sadzy, którą umieszczono w celulozowej gilzie ekstrakcyjnej. Na powierzchnię sadzy naniesiono warstwę piasku kwarcowego aby zapobiec porywaniu sadzy w czasie ekstrakcji. Proces ekstrakcji prowadzono przez 20 h w aparacie Soxhleta stosując toluen jako ekstrahent. Otrzymany ekstrakt analizowano za pomocą chromatografu gazowego firmy Agilent model 6980 stosując detektor płomieniowo-jonizacyjny (FID) według metodyki Tuncela i Topala [12]. W analizie wykorzystano kalibrację pięciopunktową korzystając ze wzorców roboczych przygotowanych przez rozcieńczenie certyfikowanego materiału referencyjnego CRM47490 firmy Supelco.

Pomiary widm EPR wykonano przy zastosowaniu spektrometru MiniScop EPR firmy Magnetech. Rejestrowano pasmo X (9,3 GHz) przy częstotliwości modulacji 10 μ T i mocy mikrofal 3 dB (\approx 10,5 mW). Widma rejestrowano w zakresie pola magnetycznego od 325,85 do 345,75 mT z wykorzystaniem programu komputerowego Multiplot. Pomiary wykonano przy użyciu kapilar szklanych o średnicy zewnętrznej 4 mm. Każdorazowo w kapilarze umieszczano 80 ± 1 mg sadzy. Do wyznaczenia współczynnika rozszczepienia giromagnetycznego (g) zastosowano metodę wzorca zewnętrznego (ESTD), tj. ultramaryny, dla której na podstawie danych literaturowych [13], przyjęto wartość współczynnika rozszczepienia $g = 2,0290$ i gęstość spinową $1,18 \cdot 10^{17}$ spin/g. Ze względu na znaczne zmniejszenie gęstości spinowej próbek sadzy w czasie, dochodzącego do 15% pierwotnego poziomu po dwóch miesiącach od wytworzenia sadzy [14], badaniom porównawczym poddano sadzę ustabilizowaną (wiek około 90 dni od wytworzenia).

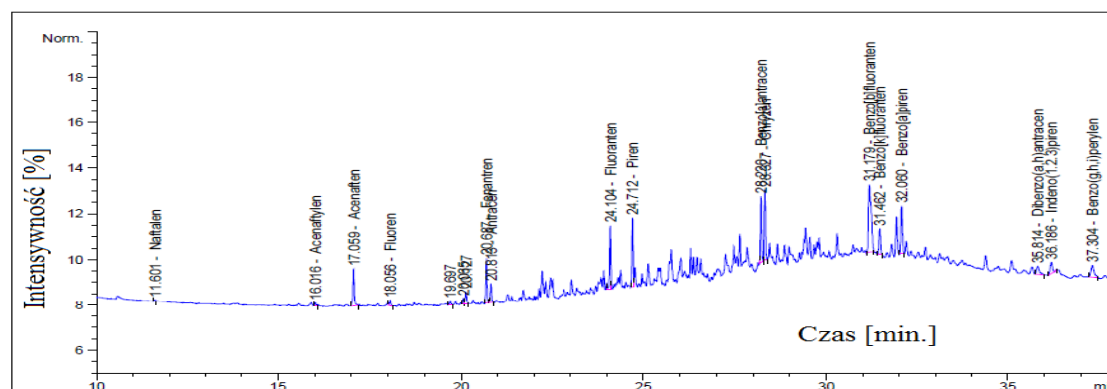
5. Wyniki badań

Oznaczenie WWA w sadzy. W tabeli 5.1 przedstawiono wyniki analiz zawartości WWA w badanych próbkach sadzy, pochodzących z dwóch sposobów spalania. Na podstawie uzyskanych zawartości poszczególnych WWA w ekstrakcie obliczono ekwiwalent kancerogenności, posługując się współczynnikami zaproponowanymi przez

Lisbet i LaGoy [15]. Na podstawie oceny statystycznej serii pomiarów chromatograficznych z udziałem certyfikowanego wzorca, wyznaczono niepewności oznaczeń poszczególnych WWA. Po uwzględnieniu względnych współczynników kancerogenności i niepewności oznaczeń chromatograficznych analizowanych WWA obliczono niepewność wyznaczenia ekwiwalentu toksyczności.

Tab. 5.1 Wyniki oznaczeń WWA w próbkach sadzy z górnego i dolnego spalania.

| Lp. | Oznaczany związek | Górnego spalania [mg/kg] | Dolnego spalania [mg/kg] |
|---|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 | Naftalen | 24 ± 3 | 68 ± 8 |
| 2 | Acenaftylen | 22 ± 2 | 72 ± 7 |
| 3 | Acenaften | 41 ± 4 | 66 ± 7 |
| 4 | Fluoren | 33 ± 3 | 38 ± 4 |
| 5 | Fenantren | 104 ± 9 | 111 ± 9 |
| 6 | Antracen | 31 ± 3 | 33 ± 3 |
| 7 | Fluoranten | 308 ± 26 | 246 ± 21 |
| 8 | Piren | 263 ± 22 | 241 ± 20 |
| 9 | Benzo[a]antracen | 289 ± 24 | 174 ± 15 |
| 10 | Chryzen | 214 ± 18 | 168 ± 14 |
| 11 | Benzo[b]fluoranten | 513 ± 43 | 350 ± 29 |
| 12 | Benzo[k]fluoranten | 78 ± 7 | 339 ± 31 |
| 13 | Benzo[a]piren | 209 ± 18 | 285 ± 24 |
| 14 | Dibenzo[a,h]antracen | 79 ± 8 | 158 ± 15 |
| 15 | Indeno(1,2,3-cd)perylene | 134 ± 11 | 76 ± 6 |
| 16 | Benzo[g,h,i]perylene | 153 ± 13 | 133 ± 11 |
| Suma WWA [mg/kg] | | 2494 ± 214 | 2557 ± 224 |
| Ekwiwalent kancerogenności [mg/kg] | | 710 ± 67 | 1171 ± 107 |



Rys. 5.1 Chromatogram ekstraktu toluenowego próbki sadzy górnego spalania.

Sumaryczna zawartość oznaczanych WWA w obu analizowanych próbkach sadzy jest bardzo zbliżona (tabela 5.1). Pomimo, że obie próbki sadzy zawierają około 0,25% wag. WWA, wykazują one zróżnicowaną kancerogenność. Istotną różnicą na niekorzyść sadzy otrzymanej dolnym sposobem spalania jest zawartość w niej di-benzo[a,h]nftalacenu. Związek ten jest węglowodorem zawierający pięć skondensowanych pierścieni, a jego względny współczynnik kancerogenności (WWK) jest pięciokrotnie wyższy niż wskaźnikowego benzo[a]pirenu, powszechnie oznaczanego przez stacje monitoringu powietrza. Również zawartość benzo[a]pirenu i benzo[k]fluorantenu w próbce sadzy otrzymanej dolnym sposobem spalania jest istotnie wyższa niż w sadzy otrzymanej górnym sposobem. Na rys. 5.1 zamieszczono chromatogram ekstraktu toluenowego otrzymanego z wybranej próbki sadzy.

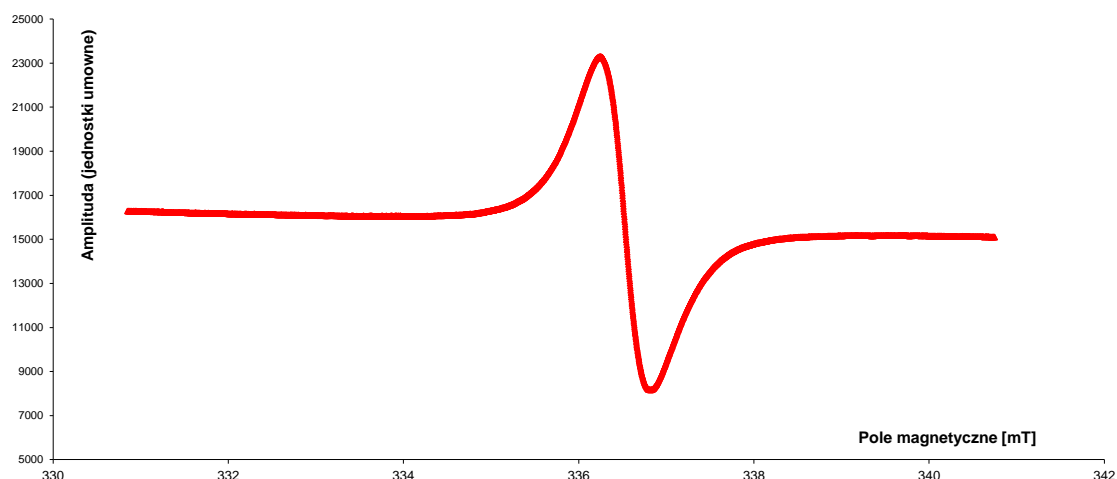
Wyznaczenie gęstości spinowej sadzy. W tabeli 5.2 przedstawiono wyniki pomiarów gęstości spinowej próbek sadzy otrzymanych w wyniku spalania węgla zarówno sposobem górnym jak i dolnym. Precyzyjne wyznaczenie bezwzględnej zawartości spinów jest trudne do wykonania, ze względu na brak odpowiednich wzorców ilościowych do badań EPR sadzy. W przypadku pomiarów widm EPR istotną rolę odgrywa matryca próbki oraz struktura elektronowa oznaczanych centrów paramagnetycznych. Z tej przyczyny lepiej jest porównywać zmiany gęstości spinowej w badanych próbkach niż operować bezwzględną liczbą centrów paramagnetycznych.

Tab. 5.2 Dane spektralne z pomiarów EPR próbek sadzy.

| Parametr | Współczynnik Landégo (g) | Rezonans przy wartości pola magnetycznego (B_1) [mT] | Gęstość spinowa [spin/g] |
|------------------------|--------------------------|--|----------------------------------|
| Sadza Górnego spalania | 2,0547 | 336,6 | $(1,04 \pm 0,018) \cdot 10^{16}$ |
| Sadza Dolnego spalania | 2,0543 | 336,6 | $(1,08 \pm 0,018) \cdot 10^{16}$ |

W przypadku analizy spektralnej próbek sadzy z różnych sposobów spalania, różnice gęstości spinowej badanych próbek były nieznaczne; większą gęstość spinową wykazywała próbka otrzymana w wyniku dolnego spalania paliwa. Na rys. 5.2 przedstawiono przykładowe widmo EPR próbki sadzy powstałej w wyniku spalania węgla.

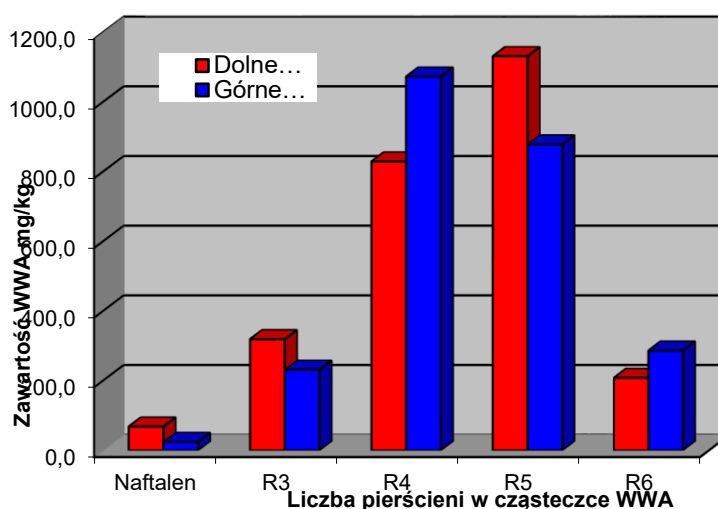
Sadza jest substancją o relatywnie dużej gęstości spinowej, dzięki temu nawet względnie niskie zawartości sadzy w próbkach pyłu zawieszonego pobranego np. w ramach monitoringu powietrza mogą być ilościowo oznaczone przy pomocy spektrometrii rezonansu paramagnetycznego (EPR, ESR).



Rys. 5.2 Widmo EPR próbki sadzy otrzymanej górnym sposobem spalania paliwa.

6. Podsumowanie

W wyniku chromatograficznej analizy próbek sadzy stwierdzono, że zawartość sumy 16 oznaczanych węglodorów (Rys. 5.1) zaliczanych do grupy WWA nie zależy istotnie od sposobu spalania i wynosi 2494 ± 214 mg/kg dla górnego sposobu spalania paliwa i 2557 ± 224 mg/kg dla dolnego sposobu spalania paliwa (Tabela 5.1). Niepewność względną każdego z oznaczeń sumy WWA w ramach odrębnych badań oszacowano na średnim poziomie 9%, co oznacza, że sposób spalania paliwa nie determinuje ilości WWA w sadzy. Porównując jednak zawartość sumy 16 WWA z uwzględnieniem względnego współczynnika kancerogenności otrzymuje się zróżnicowane ekwiwalenty kancerogenności wynoszące 710 ± 67 mg/kg dla sadzy pochodzącej z górnego sposobu spalania i 1171 ± 107 mg/kg dla sadzy pochodzącej z dolnego sposobu spalania. Oznacza to, że chociaż obie sadze wykazują zbliżone zawartości sumy 16 WWA, to jednak sadza pochodząca z dolnego sposobu spalania zawiera homologi bardziej kancerogenne.



Rys. 6.3 Zawartość WWA próbkach sadzy.

Porównując sumaryczne udziały węglowodorów pogrupowanych ze względu na liczbę pierścieni w cząsteczce WWA (rys. 6.3) można zauważyć prawidłowość, że sadza pochodząca z dolnego sposobu spalania zawiera więcej węglowodorów o nieparzystej liczbie pierścieni (R3 i R5, węglowodory trój- i pięciopierścieniowe), podczas gdy sadza otrzymana w wyniku górnego sposobu spalania zawiera więcej węglowodorów o parzystej liczbie pierścieni w cząsteczce WWA (naftalen, węglowodory czteropierścieniowe R4 i sześciopierścieniowe R6. Ta informacja wskazuje, że palenie sposobem górnym jest korzystniejsze, gdyż związki z grupy WWA są tym łatwiej biodegradowalne im ich budowa jest prostsza [16].

Otrzymane wyniki wskazują na brak zależności pomiędzy sposobem spalania, a gęstością spinową próbki, Niepewność pomiaru wynosi w tym przypadku $1,8 \cdot 10^{14}$ spin/g. Uzyskane wyniki potwierdzają także, że spalanie węgla sposobem górnym jest bardziej ekologiczne (mniejsza kancerogenność sadzy) niż spalanie sposobem dolnym. W wyniku spalania węgla sposobem dolnym zaobserwowano dominujący udział pięciopierścieniowych homologów WWA, które są bardziej kancerogenne niż homologi czteropierścieniowe dominujące w sadzy ze spalania węgla sposobem górnym.

Literatura

- [1] Øvrevik J., Arlt V.M., Øya M., Nagy E., Mollerup S., Phillips D.H., Låg M., Holme J.A., *Differential effects of nitro-PAHs and amino-PAHs on cytokine and chemokine responses in human bronchial epithelial BEAS-2B cells*. Toxicology and Applied Pharmacology, vol. 242, 2010, s. 270-280;
- [2] Yordanov N.D., Najdenova I., *Selective estimation of soot in home dust by EPR spectrometry*. Spectrochimica Acta Part A, vol. 60, 2004, 1367-1370;
- [3] Lacatusu I., Badea N., Badea G., Oprea O., Mihaila M.A., Kaya D.A., Stan R., Meghea A., *Lipid nanocarriers based on natural oils with high activity against oxygen free radicals and tumor cell proliferation*. Materials Science and Engineering C, vol. 56, 2015, s. 88-94;
- [4] Fernandes M.B., Brooks P., *Characterization of carbonaceous combustion residues: II. Nonpolar organic compounds*, Chemosphere, vol. 53, 2003, s. 447-448;
- [5] Lokeshappa B., Dikshit A.K., *Fate of metals in coal fly ash ponds*, International Conference on Environmental Science and Development, vol. 3, no. 1, 2012, s. 43-48;
- [6] Seńczuk W., *Toksykologia*. Wydawnictwo Lekarskie PZWL, Warszawa 1994;
- [7] Nock N.L., Tang D., Rundle A., Neslund-Dudas C., Savera A.T., Bock C.H., Monaghan K.G., Koprowski A., Mitrache N., Yang J.J., Rybicki B.A., *Associations between smoking, polymorphisms in polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH) metabolism and conjugation genes and PAH-DNA adducts in prostate tumors differ by race*, Cancer Epidemiol. Biomarkers Prev. 16 (6), 2007, s. 1236-1245;
- [8] Gaffney J.S., Marley N.A., *The impacts of combustion emissions on air quality and climate – From coal to biofuels and beyond*. Atmospheric Environment, vol. 43, 2009, s. 23-36;
- [9] Reed J.R., dela Cruz A.L.N., Lomnicki S.M., Backes W.L., *Inhibition of cytochrome P450 2B4 by environmentally persistent free radical-containing particulate matter*. Biochemical Pharmacology, 2015, vol. 95, s. 126-132;
- [10] Bachman J., *Black carbon: A Science/Policy Primer*. Pew Center, Arlington 2009;
- [11] Zdrojewski Z., Figiel A., Pieroń S., *Analiza porównawcza spalania w piecu grzewczym oleju opałowego, biopaliwa i gazu ciekłego dla różnego nadmiaru podawanego powietrza*. Inżynieria Rolnicza, R. 9 nr 4, 2005, 349-357;
- [12] Tuncel S.G., Topal T., *Multifactorial optimization approach for determination of polycyclic aromatic hydrocarbons in sea sediments of Turkish Mediterranean coast*. American Journal of Analytical Chemistry, vol. 2, 2011, 783-794;
- [13] Wilczyński S., Pilawa B., Koprowski R., Wróbel Z., Ptaszkiewicz M., Swakoń J., Olko P., *Free radicals properties gamma-irradiated penicillin derived antibiotics: piperacillin, ampicillin, and crystalline penicillin*. Radiat. Environ. Biophys, vol. 53, 2014, s. 203-210;

- [14] Tian L., Coshland C.P., Yano J., Yachandra V.K., Yu I.T.S., Lee S.C., Lucas D., Carbon-centered free radicals in particulate matters emissions from wood and coal combustion. *Energy & Fuels*, vol. 23, 2009, 2523-2526;
- [15] Nisbet I., C.T., LaGoy P.K.: *Toxic equivalency factors (TEFs) for polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs)*. *Reg. Toxicol. Pharmacol.*, 1992, vol. 16, s. 290-300;
- [16] Oleszczuk P., Baran S.: *Degradation of individual polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in soil polluted with aircraft fuel*. *Polish Journal of Environmental Studies*, vol. 12, no. 4, 2003, s. 431-437.

III Wpływ wykorzystania akumulatorów sprężonego powietrza (CAES) na stabilną pracę systemu elektroenergetycznego

Paweł Mońka ¹, Krzysztof Dekarz ²;

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

² Politechnika Śląska w Gliwicach; SKN „Czyste Technologie Energetyczne”, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, ul. Konarskiego 18, e-mail: dekarz.krzysztof@gmail.com.

Streszczenie

System elektroenergetyczny staje przed nowymi wyzwaniami – zwiększaniem efektywności i stabilności pracy oraz przyłączaniem mniejszych, rozproszonych źródeł, często o nieregularnych charakterystykach pracy (energetyka wiatrowa i słoneczna). Jednym z proponowanych rozwiązań, dla sprostania opisanym wyzwaniom są Magazyny Energii Elektrycznej. W pracy znalazły się opisy systemu elektroenergetycznego, specyfiki wytwarzania energii elektrycznej z OZE oraz magazynów energii, z szczególnym uwzględnieniem technologii CAES.

W pracy wykonano modele matematyczny przy użyciu kodu Epsilon Professional i wykonano obliczenia parametryczne. W pracy skupiono się na wyłonieniu optymalnej struktury CAES w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania układu jak i integracji z systemem elektroenergetycznym. Finalnie wskazano trzy układy magazynowania energii, które, mimo że spełniają określone założenia, pracują w odmienny dla każdego układu sposób.

Słowa kluczowe: akumulacja energii, magazyn energii elektrycznej, akumulator sprężonego powietrza, CAES.

1. Wstęp

Sektor energetyczny wchodzi w etap poważnych zmian [1, 2]. Zmiany te wynikają z wyzwań stawianych nowoczesnej energetyce, te z kolei są następstwem niemożliwego do powstrzymania trendu rozwoju ludzkości. Cywilizacja przyspieszając swój rozwój zwiększa także zużycie rodzajów energii. Najdoskonalszym nośnikiem energii, którego zużycie przekłada się na siłę gospodarki oraz jakość życia jest energia elektryczna. Skutkiem niepożądanego zużycia energii elektrycznej są kurczące się zasoby paliw kopalnych.

Mając na uwadze, nie tylko ograniczone zasoby energii skumulowanej w paliwach konwencjonalnych, ale także stan środowiska naturalnego i spuściznę, którą otrzymają następne pokolenia, rządy kolejnych państw zwracają stery statku o imieniu polityka energetyczna ku odnawialnym źródłom energii.

Największą wadą odnawialnych źródeł energii jest ich zmienność i nieprzewidywalność, zwłaszcza w aspekcie obecnych systemów elektroenergetycznych, które pracują zgodnie z zasadą, że zdecydowana większość energii elektrycznej dostarczanej do systemu musi być bezzwłocznie z niego odbierana.

Rozwiązaniem problemów nowoczesnej energetyki, opartej o OZE oraz cechą przyszłych systemów elektroenergetycznych są technologie magazynowania energii.

2. Charakterystyka wytwarzania energii z Odnawialnych Źródeł Energii OZE

Jednostki wytwórcze, które generują energię elektryczną w oparciu o odnawialne źródła energii charakteryzują się nie tylko brakiem emisji substancji szkodliwych do atmosfery, ale również niskim kosztem wytwarzanej elektryczności, ze względu na fakt darmowej energii napędowej. Brak kosztów paliwowych nie tylko wpływa na niskie koszty operacyjne, ale także przyczynia się do zachowania zasobów surowcowych dla przyszłych pokoleń. Należy

nadmienić, iż paliwa kopalne mogą zostać wykorzystane nie tylko w charakterze nośnika energii, ale również substratu w reakcjach chemicznych.

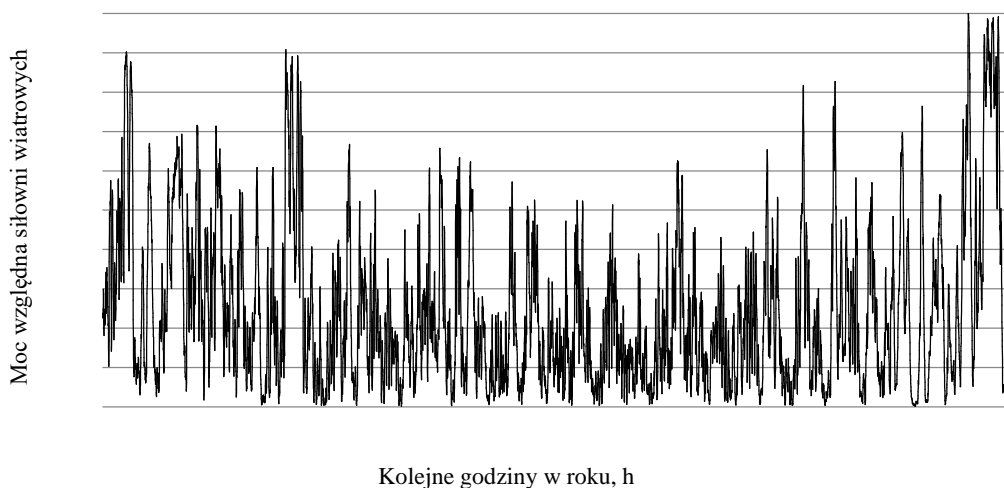
Główną wadą OZE jest niska efektywność wykorzystania wytworzonej energii elektrycznej. Jest to wynikiem nieprzewidywalnych zmian w ilości generowanej energii nałożonych na zmienne w czasie zapotrzebowanie sieci elektroenergetycznej. Charakterystyki sieci zmienia się w czasie, zarówno w okresie dobowym jak i sezonowym. Należy uwzględnić, że często odwrotnie do podaży. Dokładniejszą analizę systemu elektroenergetycznego przedstawiono w rozdziale 3.

Największe trudności w prognozowaniu uzyskiwanych mocy sprawiają energetyka wiatrowa oraz słoneczna. Główną trudność sprawia prognozowanie warunków atmosferycznych (mających bezpośredni wpływ na generację), które prócz pewnych zauważalnych trendów wydają się być trudno przewidywalne.

Jednym z głównych zadań systemu elektroenergetycznego jest nieprzerwana dostawa energii elektrycznej wysokiej jakości do odbiorcy. Zadanie to nie może być spełnione tylko w oparciu o źródła odnawialne. Każda potencjalna zmiana w mocy osiąganego przez elektrownie wiatrowe czy słoneczne musi mieć (dla zapewnienia mocy u odbiorcy) pokrycie w jednostkach konwencjonalnych. Utrzymanie źródeł konwencjonalnych w stanie wirującej oraz ciepłej rezerwy generuje znaczne koszty, które należy mieć na uwadze mówiąc o opłacalnym wykorzystaniu OZE. Paradoksalnie regulacja bloków energetycznych do mniejszych obciążeń w celu kompensacji nadwyżek z źródeł odnawialnych prowadzi do spadku ich sprawności, a w efekcie większej emisji substancji szkodliwych, niż miałyby to miejsce w przypadku pracy przy mocy nominalnej.

Przyczyny największych problemów instalacji OZE, czyli zmienność i nieprzewidywalność zostały ukazane na Rys. 1. i Rys. 2. Przedstawiają one względną produkcję energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe oraz słoneczne w ciągu roku. Analizując wykresy niemożliwym jest doszukanie się okresowości przebiegu przedstawionych krzywych. Jedyną prawidłowość, którą można odczytać z poniższych wykresów to fakt, że elektrownie wiatrowe generują więcej mocy w okresie zimowym, natomiast elektrownie słoneczne w letnim. Z przedstawionych danych jasno wynika, iż analizowane technologie wykorzystania OZE nie cechują się przewidywalnym zachowaniem.

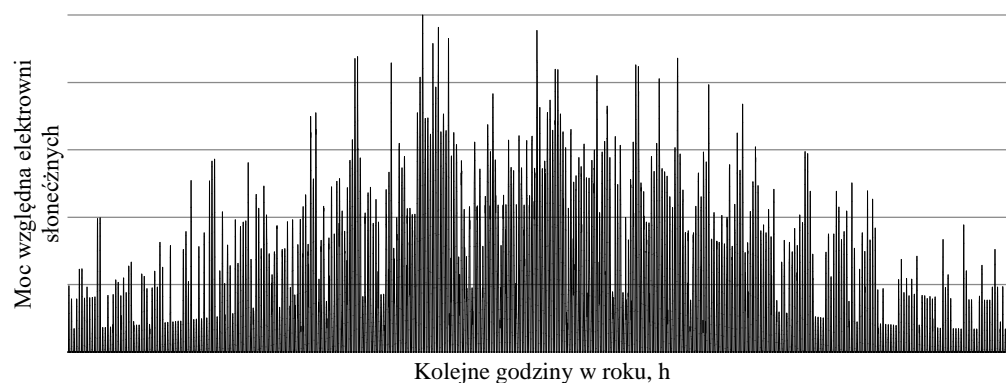
Na uwagę zasługuje również fakt, iż w okresie kilku godzin moc generowana przez elektrownie wiatrowe (również słoneczne) może zmienić się o 80-90%. W przełożeniu na moc zainstalowaną w Polsce (3,833 GW) odpowiada to obniżeniu produkcji o około 3,07-3,45 GW.



Rys. 1 Zależność względnej mocy siłowni wiatrowych w funkcji kolejnych godzin w roku (opracowanie własne na podstawie danych URE).

Naprzeciw przedstawionych wad jednostek wytwórczych bazujących na OZE wychodzi koncepcja magazynowania energii [2]. Główną funkcją magazynów z punktu widzenia sieci elektroenergetycznej jest stabilizacja jej pracy, bez względu na gwałtowne zmiany warunków atmosferycznych. Dodatkowym czynnikiem in plus przyłą-

czania do sieci magazynów energii jest możliwość obniżenia cen energii. Dziać się to będzie dzięki magazynowaniu energii (nie tylko z OZE) w dolinach obciążeń oraz oddawaniu w szczytach. Koncepcja ta możliwa jest w wyniku różnic w cenach energii – bardzo tania w dolinach i droga w szczytach.



Rys. 2 Zależność względnej mocy elektrowni słonecznych w funkcji kolejnych godzin w roku (opracowanie własne na podstawie danych URE).

3. Charakterystyka systemu elektroenergetycznego

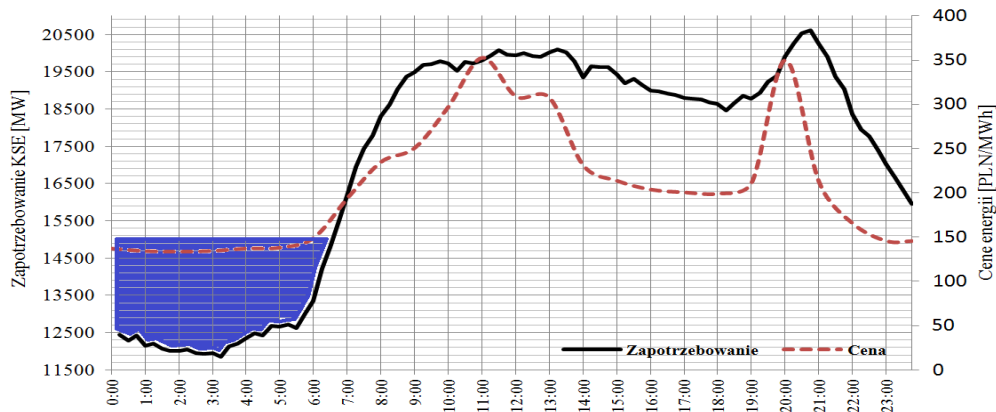
System elektroenergetyczny to zbiór wzajemnie powiązanych elementów służących do:

- wytwarzania,
- przekształcania,
- przesyłania,
- rozdziału,
- akumulowania,
- użytkowania energii elektrycznej,

a także elementów niezbędnych do sterowania jego pracą, połączonych ze sobą funkcjonalnie w celu realizacji ciągłej dostawy energii elektrycznej odbiorcom.

Ze względu na niewielkie możliwości magazynowania energii elektrycznej, cała bieżąca produkcja energii jest natychmiast konsumowana [2].

Rys. 3 przedstawia wahania zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w dniu 22 kwietnia 2014 r. i wynikające z nich zmiany ceny energii elektrycznej. Dobowe wahania cen energii o 100 zł na MWh i więcej pozwalają zastosować z zyskiem magazyny energii elektrycznej MEE. Praca MEE na waniach cen energii elektrycznej polega na transferze energii z dolin zapotrzebowania do szczytów, czyli zakupie energii po najniższych cenach w czasie jej nadpodaży i sprzedaży po najwyższych cenach w momentach największego popytu.



Rys. 3 Wykres krajowego dobowego zapotrzebowania na energie i jej cena w dniu 22 kwietnia 2014 roku, zgodnie z danymi Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [3]

4. Magazynowanie energii

Wyróżnić możemy 5 głównych zastosowań systemów Magazynowania Energii Elektrycznej MEE[4, 2]:

- energetyka odnawialna,
- sieci inteligentne (smart grid),
- mikrosieci,
- inteligentne budynki,
- pojazdy elektryczne.

Problematyka poruszana w artykule odnosi się do zastosowania magazynów energii elektrycznej w energetyce odnawialnej oraz nowoczesnych, inteligentnych sieciach (smart grid).

Metody akumulacji możemy podzielić z uwagi na formę energii, w jaką przemieniana jest energia elektryczna [1]:

- energia mechaniczna
- energia elektryczna
- energia cieplna
- energia elektrochemiczna
- energia chemiczna

Spośród znanych metod magazynowania energii najbardziej obiecującą jest Compressed Air Energy Storage (CAES) gdyż cechuje się wysokimi sprawnościami magazynowania energii, szybkim czasem budowy oraz osiągalnym mocom do 600 MW. Dodatkowym argumentem za magazynami CAES jest dojrzałość technologii, poparta pracującymi instalacjami (Neuenhundertorf i McIntosh) i kolejnymi w budowie (Norton i Iowa) [5].

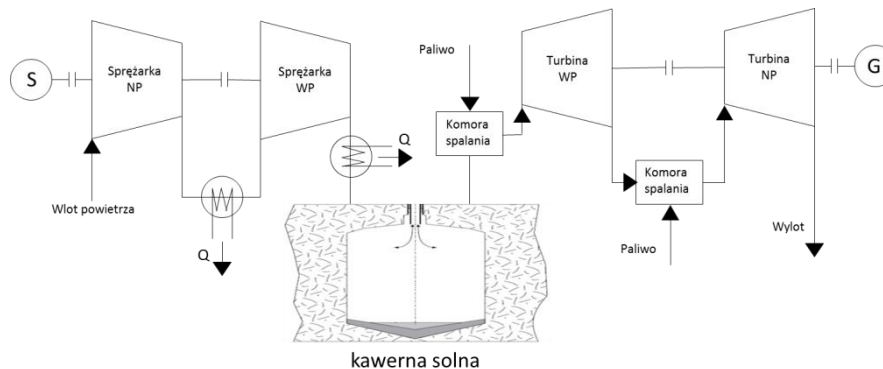
5. Magazyny sprężonego powietrza – CAES

Metody magazynowania energii elektrycznej oparte na technologii CAES polegają na akumulacji energii elektrycznej w postaci sprężonego powietrza atmosferycznego. Zasada działania takich magazynów jest następująca: przemiana energii elektrycznej w energię potencjalną sprężonego gazu, odwrócenie kierunku transformacji uzyskuje się poprzez rozprężenie zmagazynowanego powietrza do ciśnienia otoczenia na turbinie [6]. Obecnie możemy wyróżnić następujące rozwiązania technologiczne [7]:

- diabatyczne,

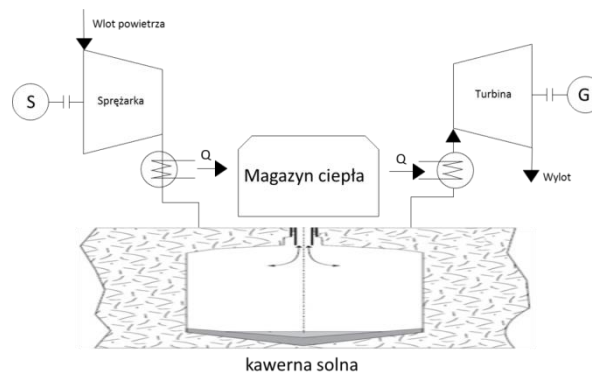
- adiabatyczne,
- izotermiczne.

Diabatyczne układy CAES cechują się wykorzystaniem ciepła powstałego podczas sprężania powietrza w reku-peracji. W przypadku bardzo prostych układów ciepło to może być rozpraszane do otoczenia. Ciepło wymagane do podgrzania powietrza przed procesem rozprężania dostarczane jest w postaci entalpii gazów spalinowych powstałych poprzez spalanie paliwa w komorze spalania. Rysunek 4. przedstawia przykładowy schemat diabatycznej instalacji CAES.



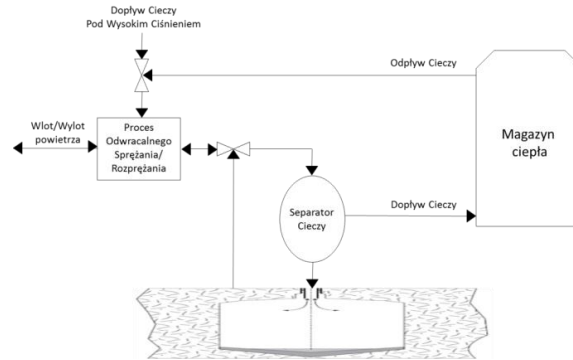
Rys. 4 Schemat diabatycznej instalacji CAES.

Rozwiązania adiabatyczne tym różnią się od diabatycznych, że wykorzystują ciepło, będące skutkiem ubocznym pracy sprężarek w sposób czynny. Ciepło, o którym mowa magazynowane jest w specjalnych zasobnikach, a następnie wykorzystywane do ogrzewania powietrza przed ekspanderem. Takie rozwiązanie pozwala zrezygnować ze spalania paliwa w celu ogrzania sprężonego powietrza przed procesem ekspansji. Rozwiązanie odznacza się, więc zerową emisją dwutlenku węgla do atmosfery. Rysunek 5 przedstawia przykładowy schemat adiabatycznej instalacji CAES.



Rys. 5 Schemat adiabatycznej instalacji CAES.

Izotermiczny układ CAES są układami ideowymi. Przemiany izotermiczne mogą zachodzić w tak dużych układach tylko w teorii. Zakładając, że zastosowana sprężarka spręża powietrze izotermicznie, praca ograniczana jest do minimum. Przy założonej doskonałości przemian, podczas uwalniania zmagazynowanej energii powietrza podczas procesu rozprężania (izotermiczna ekspansja) w turbinie praca zostaje zmaksymalizowana. W rzeczywistych badaniach dąży się do zbliżenia do procesów izotermicznego sprężania oraz rozprężania gazów poprzez intensyfikację wymiany ciepła przepływającego czynnika z otoczeniem dzięki zastosowaniu wielosekcyjnych sprężarek oraz turbin wraz z międzysekcyjnymi wymiennikami ciepła. Proces izotermicznego składowania gazu można także osiągnąć poprzez wtrysk wody magazynującej ciepło, powstałe w wyniku sprężania gazu do zbiorników ze sprężonym powietrzem. Rysunek 6. Przedstawia przykładowy schemat izotermicznej instalacji CAES.

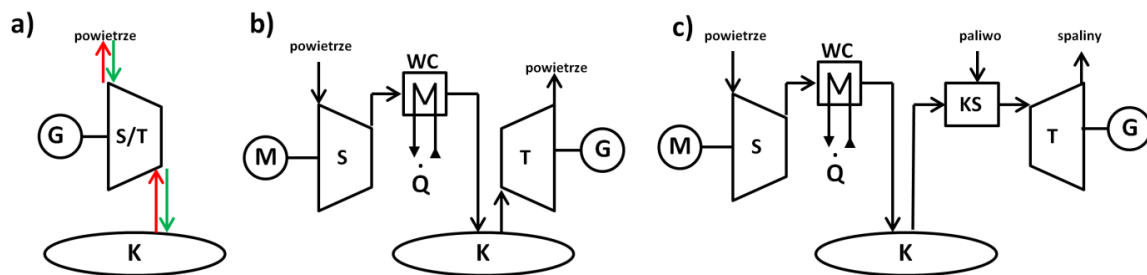


Rys. 6. Schemat izotermicznej instalacji CAES.

6. Opis analizowanego układu CAES

Przedmiotem analizy niniejszej pracy jest układ technologiczny magazynu sprężonego powietrza (CAES). Głównym celem analizy jest wybór optymalnej struktury technologicznej CAES względem określonych wytycznych. Schematy rozpatrywanych układów zostały przedstawione na Rys. 7.

Model matematyczny opisywanych instalacji został wykonany za pomocą oprogramowania Epsilon® Professional firmy Steag [12]. Dodatkowo zastosowano integrację wykorzystanego kodu z MS Excel [13]. Pozwoliło to na wyznaczenie podstawowych parametrów pracy i charakterystyk rozpatrywanych układów, w tym również na określenie wartości sprawności wytwarzania elektryczności. Dodatkowo wykorzystane oprogramowanie umożliwiło ocenę wpływu zmiany wybranych parametrów na działanie instalacji.



Rys. 7. Schemat instalacji CAES, a) układ prosty, b) układ z chłodzeniem międzystopniowym, c) układ z chłodzeniem międzystopniowym i komorą spalania.

S- sprężarka, T- turbina, K- kawerna (magazyn powietrza), M- silnik, G- generator, WC- wymiennik ciepła.

6.1. CAES z zintegrowaną turbiną

W pracy przeanalizowany trzy koncepcje układów magazynów sprężonego powietrza. Na Rys. 7a został przedstawiony układ podstawowy, który składa się z rewersyjnej turbiny oraz prądnicy będącej, zależnie od potrzeb układu, silnikiem lub generatorem. Turbina rewersyjna w cyklu ładowania zbiornika (kawerny) napędzana przez silnik, spręża powietrze do wymaganego ciśnienia. Natomiast przy opróżnianiu zbiornika działa jako ekspander przekazując energię mechaniczną do generatora, który to z kolei wytwarza energię elektryczną przekazywaną do sieci. Układ ten charakteryzuje się najprostszą budową, którą przekłada się na najniższą spośród rozpatrywanych układów cenę finalnej instalacji.

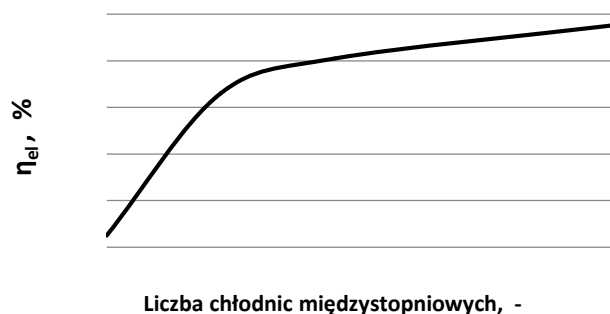
Temperatura sprężonego powietrza zatłaczanego do kawerny wynosi ok 730°C (zgodnie z parametrami przedstawionymi w tab. 1). Dlatego też, wadą układu przedstawionego na Rys. 7a jest brak technicznej możliwości wyko-

nania izolacji termicznej zbiornika, w celu zapobiegnięcia stratom ciepła do otoczenia. Opisana wada dyskwalifikuje układ do komercyjnego wdrożenia technologii, pomimo osiągania wysokich sprawności wytwarzania elektryczności.

6.2. CAES z chłodzeniem międzystopniowym

Drugi rozpatrywany układ CAES (rys. 7b) jest najmniej złożoną konfiguracją możliwą do komercyjnego wdrożenia. Układ ten od poprzedniego różni się występowaniem chłodzińców powietrza zlokalizowanych za stopniem sprężarki (chłodzenie międzystopniowe). Wymiennik ciepła ma za zadanie ochłodzić sprężane powietrze, w celu zmniejszenia jego objętości właściwej i w konsekwencji obniżenie zapotrzebowania na moc napędową do sprężania, co jednoznacznie wpływa na wzrost sprawności układu.

Na rys. 8 przedstawiono zależność sprawności układu od liczby chłodzińców międzystopniowych. Zauważyć można, iż najdynamiczniejszy wzrost sprawności osiąga się dla liczby chłodzińców mniejszej niż cztery. Zastosowanie pięciu i więcej chłodzińców nie przynosi wymiernych wzrostów sprawności, gdyż koszt zakupu przewyższa zyski z tytułu podwyższonej sprawności. Optymalną liczbę chłodzińców międzystopniowych oszacowano na poziomie trzech sztuk. Dlatego też można wnioskować, iż układ wykorzystujący trzy chłodzińce międzystopniowe (oznaczony jako b3) będzie optymalny.



Rys. 8 Sprawność wytwarzania elektryczności w funkcji liczby chłodzińców międzystopniowych sprężarki.

Duża różnica temperatur sprężanego powietrza wpływa na zmianę objętości właściwej, która w rozpatrywanym przypadku zmienia się około 2,4 krotnie (dla temp. 150°C i 730°C). Wpływa to pozytywnie na zwiększenie możliwości magazynujących kawerny przy niezmiennej jej objętości. Dodatkowo zmiana objętości gazu wymusza konieczność zastosowania rozdzielnie sprężarki i turbiny, gdyż niema możliwość zaprojektowania urządzenia przepływowego, które działałoby jednocześnie na dwóch drastycznie różnych strumieniach przy zachowaniu wymaganej sprawności.

Występujące w opisywanym układzie chłodzińce międzystopniowe odbierają ciepło ze sprężanego powietrza i oddają je do otoczenia. Możliwe jest wykorzystanie odebranej energii w celu podgrzewania powietrza przed podaniem do turbiny, ale rozwiązanie to jest kosztowne ze względu na konieczność zabudowy dodatkowych wymienników wraz z akumulatorem ciepła. Rozwiązaniem technologicznie trudniejszym, ale ekonomicznie bardziej opłacalnym było by sprzężenie procesu sprężania powietrza (całej instalacji CAES) z innym układem technologicznym, np. układem generacji pary (gorącej wody technologicznej) na potrzeby zakładu przemysłowego, bądź też wykorzystanie ciepła do reformingu gazu zimnego (węgla) parą wodną w celu produkcji wodoru (syngazu) i zasilenie komory spalania układu zgodnie z rys. 7c.

6.3. CAES z chłodzeniem międzystopniowym i komorą spalania

Trzecia koncepcja układu CAES została przedstawiona na rys. 7c. Jest ona wersją układu z rys. 7b rozbudowaną o komorę spalania zasilaną gazem ziemnym. Rozwiązanie takie ma na uwadze dwa cele. W pierwszej kolejności poprzez spalanie minimalnej ilości paliwa podnoszona jest temperatura powietrza (spalin) do akceptowalnego poziomu za turbiną. Poziom temperatury określony jest własnościami technologicznymi turbiny. Rozprężanie powietrza (spalin) w turbinie wpływa na obniżenie temperatury, co w konsekwencji mogłoby skutkować wyrzucaniem do atmosfery medium o temperaturze ujemnej ($<0^{\circ}\text{C}$). Godne rozważenia jest rezygnacja z spalania paliwa i przystosowanie turbiny do pracy z medium o niskiej czy też ujemnej temperaturze. Wtedy to za pomocą medium o niskiej temperaturze oraz gorącego powietrza za sprężarki można by zasilać instalacje silnika Stirlinga w celu generowania mocy napędowej dla sprężarek bądź elektryczności. Na chwile obecną nie wdrożono opisanego rozwiązania, ale nie wyklucza to faktu, iż technologicznej jest to możliwe.

W drugiej kolejności, wykorzystanie komory spalania ma na celu maksymalizację sprawności wytwarzania elektryczności poprzez zwiększenie strumienia paliwa. Układ ten będzie przypominał klasyczny układ gazowy z rozbudowaną sekcją sprężarek powietrza i oznaczany będzie w niniejszej pracy, jako c+). Niepodważalną zaletą tego układu będzie możliwość pracy niezależnie od sieci elektroenergetycznej, która w przypadku układów a) / b) / c) jest głównym (jedynym) źródłem energii napędowej dla sprężarek. Opisany układ c+) będzie nie tylko magazynem energii, ale również pełnowartościową gazową elektrownią systemową.

Trzeba podkreślić, iż budowa i rozwiązania konstrukcyjne turbin w układach c) oraz c+) będą od siebie różne. Nie ma możliwości zastosowania jednej turbiny dla obu układów. Główne różnice wynikają z różnych poziomów temperatury spalin oraz różnych wartości strumieni (objętościowych) spalin.

6.4. Parametry wejściowe optymalnej struktury CAES

W niniejszej pracy skupiono się na integracji magazynu sprężonego powietrza z systemem (siecią) elektroenergetycznym, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i stabilnej pracy systemu. W związku z tym, parametry modelowanego układu CAES będą dostosowane do możliwości i charakterystyki sieci. Na rys. 3 można dostrzec obniżone zapotrzebowanie na energię elektryczną w godzinach nocnych (dolina nocna), które trwa około pięciu godzin oraz szczyt zapotrzebowania w godzinach przedpołudniowych trwający około 2-4 godzin a także szczyt wieczorny trwający w godzinach 17.00-20.00. Na tej podstawie można zakładać, iż czas operacyjny napełniania jak i opróżniania magazynu energii będzie wynosił około 4 godzin.

Analizując rys. 3 można oszacować (niebieskie pole na rysunku) ilość energii elektrycznej do przetransferowania z godzin nocnych do popołudniowych na poziomie 10 GWh. Określona ilość energii jest wartością maksymalną dla przedstawionych danych w celu wygładzenia krzywej dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Z powyższego wynika, iż moc pobierana przez układ CAES powinna wynosić około 2,5 GW (10GWh/5h). Niemożliwe jest wybudowanie tak dużej instalacji, dlatego też w przedstawianej pracy określona moc sprężarek w układzie CAES na poziomie 500 MW. W Tabeli 1 przedstawiono założenia do symulacji układu magazynu sprężonego powietrza.

Tab. 1 Założenia do symulacji układów CAES.

| Parametr | Wartość | Parametr | Wartość |
|--|-----------------------------|--|----------|
| Moc zainstalowana sprężarek, N_{elS} | 500 MW _{el} | Sprawność mechaniczna sprężarki, η_{mS} | 99% |
| Czas ładowania magazynu, t | 5 godziny | Sprawność generatora, η_G | 99% |
| Ciśnienie powietrza zatłaczanego, p_2 | 60 bar | Temp na wejściu do ekspandera ***, T_3 | 1500°C |
| Straty ciśnienia magazynu/kawerny | 1 bar | Straty ciepła w komorze spalania | 1% |
| Temp. powietrza zatłaczanego *, T_2 | 150°C | Straty ciśnienia w komorze spalania | 1% |
| Pojemność magazynu, $V_{kawerny}$ | 240÷260 tys. m ³ | Ciśnienie medium na wylocie z T, p_4 | 1,16 bar |
| Sprawn. izentropowa ekspandera, η_{iT} | 90% | Ciśnienie powietrza, p_1 | 1,15 bar |
| Sprawność mech. ekspandera, η_{mT} | 99% | Temperatura otoczenia, t_{ot} | 20°C |
| Sprawność izentropowa sprężarki, η_{iS} | 88% | | |

* nie dotyczy układu a) ** nie dotyczy układów a) i b) *** nie dotyczy tylko układu a), b) i c)

7. Wyniki symulacji pracy optymalnej struktury CAES

Model matematyczny układów CAES został wykonany zgodnie z założeniami i parametrami przedstawionymi w Tabeli 1. W toku obliczeń, poczyniono uproszczenie zakładając idealną izolację termiczną zbiornika powietrza (kawerny). Temperatura zatłaczanego powietrza, jak i opuszczającego zbiornik jest stała. Dodatkowo założono stałą wartość ciśnienia (z uwzględnieniem strat/nieszczelności) podczas opróżniania kawerny. Takowe założenie jest możliwe do odzwierciedlenia w rzeczywistej instalacji poprzez zastosowanie w kawernie "poduszki" wodnej, która to charakteryzuje się bardzo małą ściśliwością.

W Tabeli 2 zostały przedstawione parametry wyjściowe modelu, jak i podstawowe wskaźniki oceny pracy układu. Wszystkie dane liczbowe zostały otrzymane w trybie obliczeń "off-design" przy zachowaniu stałych wartości parametrów wejściowych tj. otrzymane wyniki odzwierciedlają prace układu z parametrami (warunkami) nominalnymi.

Tab. 2 Wybrane parametry modelowanego układu turbiny gazowej.

| Parametr | Układ | | a) | b1) | b3) | b5) | c3) | c3+) |
|------------------------|---------------------|--|--------|-------|-------|-------|--------|--------|
| | Jedn. | | | | | | | |
| η_{el_CAES} | % | | 70,1 | 28,5 | 34,6 | 36,1 | 41,8 | 47,5 |
| N_{el_CAES} | MW | | 351 | 143 | 173 | 181 | 312 | 854 |
| \dot{m}_{pow} (mas.) | kg/s | | 554 | 554 | 671 | 700 | 671 | 671 |
| \dot{m}_{pow} (obj.) | m ³ /s | | 26,6 | 11,2 | 13,6 | 14,2 | 13,6 | 13,6 |
| \dot{m}_{paliwa} | kg/s | | - | - | - | - | 4,5 | 23,7 |
| $V_{kawerny}$ | tys. m ³ | | 479,0 | 201,9 | 244,4 | 255,1 | 244,4 | 244,4 |
| E_{oddana}^* | MWh | | 1753,5 | 714,6 | 865,1 | 902,9 | 1560,1 | 4270,2 |
| Koszt układu** | tys. €/MWh | | 420 | 440 | 462 | 505 | 508 | 516 |

* energia oddana przez układ w czasie jednego cyklu pracy (ładowania),

** szacunkowo na podstawie [9,10, 11] bez uwzględnienia kosztów magazynu powietrza/kawerny.

Podstawowym parametrem opisującym pracę układu magazynowania sprężonego powietrza jest sprawność wytwarzania elektryczności netto η_{el_CAES} . Analizując dane zawarte w Tabeli 2 można zauważyć, iż najwyższe wartości uzyskuje się dla układu prostego oznaczonego symbolem a), lecz trzeba zauważyć, że układ ten jest niemożliwy do technicznego wykonania na skale przemysłową. To dlatego, że niema możliwość wykonania izotermicznego zbiornika (kawerny).

Spośród analizowanych układów CAES z symbolem b) najwyższą wartość η_{el_CAES} uzyskuje układ b5), wyposażony w 5 chłodziw międzystopniowych. Potwierdza to dane zawarte na Rys. 8. Uwzględniając, dodatkowo koszty poszczególnych układów oraz rachunek ekonomiczny, należy wskazać, że układ b3) jest optymalnym wyborem spośród grupy układów b).

Układy c) i c+) charakteryzują się znacznie wyższą sprawnością od pozostałych układów. ze względu na wyższą temperaturę medium (spalin) doprowadzanych do ekspandera. Sytuacja ta jest spowodowana występowaniem w układach komory spalania zgodnie z Rys.7c. Temperatura spalin przed ekspanderem wynosi 460°C dla układu c3) oraz 1500°C dla układu c3+). Układy te różnią się znacznie osiąganymi sprawnościami, układ c3+) osiąga wartość η_{el_CAES} o 12% wyższą od układu c3), przy zachowaniu dobrej relacji kosztów budowy. Układ c3+) jest droższy o zaledwie 1,96%. Dodatkowym atutem układu jest możliwość pracy niezależnie od dostaw energii elektrycznej do sprężarek z sieci elektroenergetycznej, gdyż charakterystyka pracy układu zbliżona jest do typowych instalacji gazowych poprzez zasilanie gazem ziemnym (główna energia napędowa). Jednocześnie należy mieć na uwadze, iż sprawność układu c3+) pracującego bez dostaw elektryczności z sieci zmaleje o 21,4% do wartości około $\eta_{el_CAES} = 37,33\%$. Taka sytuacja spowodowana jest różnicą w napędzie sprężarek. W klasycznej elektrowni gazowej sprężarka napędzana jest przez ekspander poprzez wał (energia mechaniczna). W opisywanym przypadku, sprężarka napędzana jest przez silniki elektryczne zasilane z zacisków generatora (energia elektryczna).

Na aktualnym etapie pracy, po wykonaniu studium przypadków różnych rozwiązań konstrukcyjnych układów CAES nie ma możliwości jednoznacznego wyboru optymalnej struktury. Jedyne można określić, iż układy o

symbolach b3), c3) oraz c3+) oznaczają się najlepszymi wartościami pod względem różnych wytycznych co zostało ukazane w Tabeli 2. Do podjęcia ostatecznej decyzji należy określić dokładnie cel i charakter pracy układu, czy ewentualnie budowana instalacja ma pełnić rolę tylko magazynu energii (układ b3) i c3)), czy może również rolę wytwórczą (układ c3+). Ponadto konieczne jest wykonanie analizy ekonomicznej z dokładnym określeniem dyspozycji sieci elektroenergetycznej oraz produkcji elektryczności przez elektrownie wiatrowe.

8. Podsumowanie

W niniejszym artykule przedstawiono i przeanalizowano koncepcję magazynowania energii poprzez wykorzystanie magazynów sprężonego powietrza (CAES). Zbudowano model matematyczny za pomocą kodu Epsilon Professional i wykonano obliczenia parametryczne. W pracy skupiono się na wyłonieniu optymalnej struktury CAES w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania układu jak i integracji z systemem elektroenergetycznym. Finałnie wskazano trzy układy magazynowania energii które, mimo że spełniają określone założenia, pracują w odmienny dla każdego układu sposób.

Najniższym kosztem inwestycyjnym przy zachowaniu relatywnie wysokiej sprawności magazynowania energii na poziomie 34,6% charakteryzuje się układ magazynowania ze sprężarką wyposażoną w trójsekcyjną chłodnicę międzystopniową. Układ CAES z komorą spalania można opisać najwyższą, spośród rozpatrywanych przypadków, sprawnością rzędu 47,5%. Pociąga to za sobą wysoką cenę układu oraz konieczność dostarczania paliwa w postaci gazowej dla prawidłowego działania instalacji. Trzecia wyłoniona koncepcja układu CAES, jest kompilacją i rozwiązaniem pośrednim między przedstawianymi rozwiązaniami.

W celu podjęcia ostatecznej decyzji w kwestii wyboru optymalnej struktury układu CAES należy m.in. przeanalizować warunki środowiskowe, do których trzeba zaliczyć budowę i dostępność naturalnych magazynów (kavern), sieci elektroenergetycznych i gazowych.

W ramach rozbudowy energetyki wiatrowej jak i rozwojowi inteligentnych sieci można wnioskować, że magazyny energii w tym układy CAES staną się ważną i konieczną częścią nowoczesnego systemu elektroenergetycznego.

Literatura

- [1] Shin-ichi Inage "Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids", International Energy Agency, 2009 r.
- [2] Electrical Energy Storage White Paper, International Electrotechnical Commission, Grudzień 2011.
- [3] Arkadiusz Jamrozik, Adam Głuszek, Arkadiusz Olejnik „Czasopismo Inżynierii Lądowej, Środowiska i Architektury”, t. XXXI, z. 61 (3/II/14), lipiec-wrzesień 2014, s. 227-236.
- [4] Krzysztof Hajdrowski Magazynowanie energii elektrycznej („Energia Elektryczna” – nr 11/2012).
- [5] S. Karellas n, N.Tzouganatos “Comparison of the performance of compressed air and hydrogen energy storage systems: Karpathos island case study” (Renewable and Sustainable Energy Reviews 29 (2014) 865–882).
- [6] Kotowicz J., Bartela Ł., Brzęczek M. „Przegląd technologii CAES - Magazynowanie energii sprężonego powietrza”, Politechnika Śląska 2014.
- [7] Michał Jurczyk „Przegląd technologii magazynowana energii sprężonego powietrza i wodoru”, Nowe Horyzonty Energetyki 2015, Szczyrk 13-15.03.2015.
- [8] Agencja Rynku Energii S.A, "Sytuacja w Elektroenergetyce", Nr 4 (89) IV kwartały 2014, Warszawa.
- [9] Janusz Kotowicz, Łukasz Bartela "The influence of economic parameters on the optimal values of the design variables of a combined cycle plant", Energy 35 (2010) 911–919.
- [10] Agencja Rynku Energii S.A. Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030; Warszawa, wrzesień 2011.

[11] www.gamwzielone.pl; Artykuł: ile kosztuje budowa elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i innych instalacji do produkcji zielonej energii, Stan na: 22.08.2013.

[12] Ebsilon® Professional, version 10.03, STEAG Energy Services GmbH.[11] Microsoft Office Excel 2010.

IV Wpływ konfiguracji układu gazowo-parowego na charakterystyki termodynamiczne i ekonomiczne elektrowni gazowo-parowej

Klaudia Dubiel¹

¹ Politechnika Śląska; Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych., ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, tel.: 322371206, e-mail: klaudia.dubiel@polsl.pl

Streszczenie

W artykule zaprezentowano wyniki analiz termo-ekonomicznych trzech elektrowni gazowo parowych. Układ turbiny gazowej został zintegrowany z trzema obiegami parowymi, różniącymi się budową kotła odzyskowego: z jednociesnieniowym kotłem odzyskowym (1P), dwuciesnieniowym kotłem odzyskowym z międzystopniowym przegrzewem pary (2PR) i trójciesnieniowym kotłem odzyskowym z międzystopniowym przegrzewem pary (3PR). Wszystkie modele zostały wykonane przy pomocy programu GateCycle™. Wyznaczono podstawowe charakterystyki termodynamiczne analizowanych układów. Przeprowadzono analizę ekonomiczną z wykorzystaniem metod dyskontowych, wyznaczając tzw. graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Przeprowadzono analizę ryzyka w oparciu o rachunek prawdopodobieństwa metodą Monte Carlo.

Słowa kluczowe: układy gazowo-parowe, analiza termodynamiczna, analiza ekonomiczna, analiza ryzyka

1. Wstęp

Zgodnie z projektem Polityki energetycznej Polski do 2050 r. przewiduje się wzrost udziału energetyki gazowej, głównie na skutek rosnących wymagań ochrony środowiska i konieczności rezerwowania dynamicznie rozwijającego się sektora Odnawialnych Źródeł Energii. Dodatkowo prognozuje się wzrost ilości mocy zainstalowanej zarówno w elektrociepłowniach jak i elektrowniach gazowych [1].

W Polsce wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu ziemnego jest realizowane głównie w elektrociepłowniach gazowo-parowych oraz mniejszych instalacjach np. z silnikami tłokowymi, natomiast na świecie działają również elektrownie gazowo-parowe (np. Irsching 4 w Niemczech, Pelican Point w Australii).

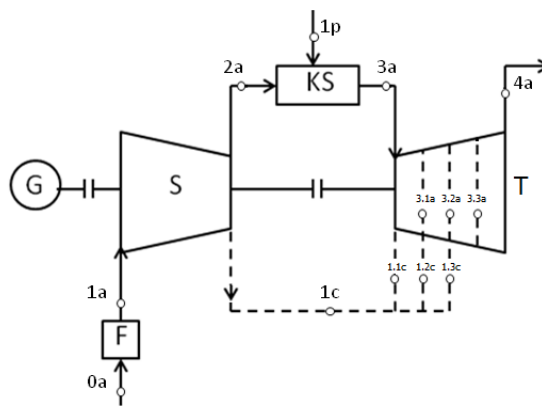
Układ gazowo-parowy (CCPP – z ang. Combined Cycle Power Plants) powstał w wyniku sprzężenia układu turbiny gazowej z układem parowym. Spaliny opuszczające turbinę gazową zasilają kocioł odzyskowy, a produkowana w nim para kierowana jest do turbiny parowej.

Połączenie układu parowego i gazowego pozwala na zachowanie zalet i eliminację wad obu układów pracujących autonomicznie, co prowadzi do zwiększenia różnicy temperatur pomiędzy górnym a dolnym źródłem ciepła [2,3]. Dzięki temu układy CCPP osiągają wysokie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej (nawet >60%) i charakteryzują się bardzo korzystnymi charakterystykami ekologicznymi (<330 kgCO₂/MWh, niska emisja NO_x, brak problemów z SO_x, brak pyłów). Ponadto do zalet układów CCPP można zaliczyć łatwość obsługi i automatyzacji, dużą niezawodność działania, elastyczność cieplną i dyspozycyjność. W stosunku do elektrowni węglowych elektrownie gazowo-parowe odznaczają się także krótszym czasem budowy i niższymi nakładami inwestycyjnymi [2].

Istnieje wiele różnych struktur technologicznych elektrowni gazowo-parowych, w zależności od rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych poszczególnych komponentów. Jednym z ważnych kryteriów klasyfikacji układów CCPP jest ilość poziomów ciśnienia czynnika roboczego w obiegu parowym. Wpływ konfiguracji układu gazowo-parowego na charakterystyki termodynamiczne i ekonomiczne elektrowni gazowo-parowej pokazano poniżej.

2. Analiza termodynamiczna wybranych układów gazowo-parowych

W celu porównania wybranych układów gazowo-parowych stworzono jeden model układu turbiny gazowej, zintegrowany kolejno z trzema różnymi modelami obiegów parowych. Modele matematyczne wykonano w programie GateCycle™ [4]. Uproszczony schemat układu turbiny gazowej przedstawia Rys.2.1. Moc elektryczna turbiny gazowej wynosi 200 MW. Parametry powietrza i paliwa na wlocie do instalacji przyjęto zgodnie z normą ISO-2314 [5]. Paliwo stanowi gaz ziemny o temperaturze 15 °C, ciśnieniu 3500 kPa i składzie: 97,8% metan (CH₄), 0,2% etan (C₂H₆), 1% dwutlenek węgla (CO₂) i 1% azot (N₂). Analizę przeprowadzono przy założeniu, że turbina gazowa posiada czterostopniowy ekspander i otwarte, konwekcyjne chłodzenie powietrzne łopatek pierwszych trzech stopni. Wskaźnik ilości powietrza chłodzącego wynosi 24%. Założono również wysoką temperaturę spalin kierowanych do ekspandera (t_{3a}) równą 1600 °C. Charakterystykę modelu turbiny gazowej przedstawia Tab. 1.



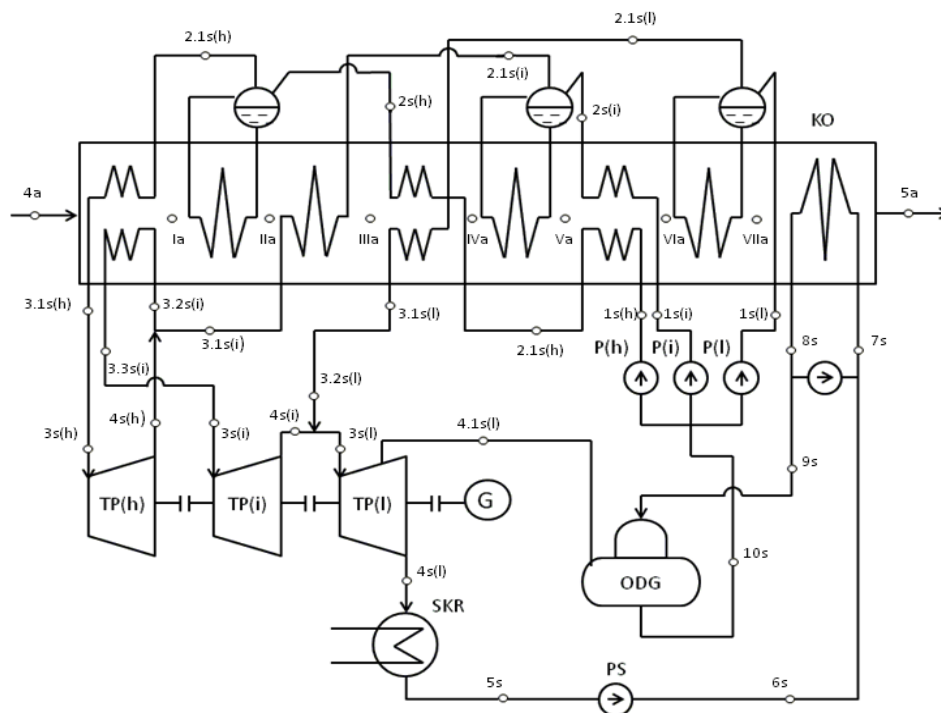
Rys. 2IV.1 Uproszczony schemat instalacji turbiny gazowej (S – sprężarka powietrza, KS – komora spalania, T – ekspander turbiny gazowej, G – generator, F – filtr powietrza)

Tab.1 Charakterystyka turbiny gazowej

| Parametr | Symbol | Wartość |
|--|-------------------------|---------|
| Sprawność wytwarzania energii elektrycznej, % | η_{elTG} | 39,54 |
| Stopień sprężania | β_K | 23 |
| Temperatura spalin na wylocie z ekspandera, °C | t_{4a} | 625,1 |
| Strumień spalin na wylocie z ekspandera, kg/s | \dot{m}_{4a} | 434,22 |
| Sprawność izentropowa sprężarki | η_{iK} | 0,89 |
| Sprawność mechaniczna sprężarki i ekspandera | η_{mK}, η_{mTG} | 0,995 |
| Sprawność izentropowa ekspandera | η_{iTG} | 0,87 |
| Sprawność komory spalania | η_{KS} | 0,995 |

prężnej: podgrzewacz, parowacz oraz dwie sekcje przegrzewacza pary. Zastosowanie międzystopniowego przegrzewu pary pozwala na uzyskanie wyższej sprawności układu oraz podwyższenie stopnia suchości pary opuszczającej turbinę parową. Skropliny, opuszczające kondensator, po przepompowaniu i wstępnym podgrzaniu w wymienniku ciepła (WC) trafiają do odgazowywacza. Para zasilająca odgazowywacz stanowi część pary niskoprężnej, pobranej z parowacza niskoprężnego. Zastosowanie drugiego poziomu ciśnienia pozwala na zmniejszenie straty wylotowej z kotła odzyskowego.

Struktura obiegu z trójciśnieniowym kotłem odzyskowym z międzystopniowym przegrzewem pary (3PR) została przedstawiona na Rys.2.4. W analizowanym kotle odzyskowym można wyróżnić część nisko-, średnio- i wysokoprężną. W części wysokoprężnej znajdują się cztery wymienniki ciepła: dwie sekcje podgrzewacza wody, parowacz oraz przegrzewacz, w części średnioprężnej: podgrzewacz wody, parowacz i dwie sekcje przegrzewacza pary, natomiast część niskoprężna składa się z parowacza i przegrzewacza pary. Ostatnią powierzchnią ogrzewalną w kotle odzyskowym stanowi wymiennik deaeracyjny, który zastępuje podgrzewacz wody niskiego ciśnienia i ma za zadanie podgrzanie skroplin kierowanych do odgazowywacza. Para wytworzona na trzech poziomach ciśnienia trafia na odpowiednie sekcje turbiny parowej. Para wylotowa z wysokoprężnej sekcji turbiny parowej kierowana jest do przegrzewu międzystopniowego razem z parą ze średniociśnieniowej części obiegu parowego, a następnie w całości trafia do średnioprężnej części turbiny parowej. W części średnioprężnej para po rozprężeniu do poziomu niskiego ciśnienia łączy się z parą niskociśnieniową i dociera do sekcji niskoprężnej turbiny parowej. Sekcja niskoprężna wyposażona jest w upust pary na potrzeby zasilania odgazowywacza. Skropliny po przepompowaniu trafiają poprzez wymiennik deaeracyjny do odgazowywacza. Główne założenia dla poszczególnych układów przedstawia Tab. 2.



Rys.2.4 Schemat obiegu parowego z kotłem trójciśnieniowym z przegrzewem międzystopniowym (KO – kocioł odzyskowy, TP(h) – wysokoprężna sekcja turbiny parowej, TP(i) – średnioprężna sekcja turbiny parowej, TP(l) – niskoprężna sekcja turbiny parowej, G – generator, SKR – skraplacz, ODG – odgazowywacz, PS – pompa skroplin, P(h) – pompa wody zasilającej wysokiego ciśnienia, P(i) – pompa wody zasilającej średniego ciśnienia, P(l) – pompa wody zasilającej niskiego ciśnienia)

Tab. 2 Główne założenia dla analizowanych obiegów parowych

| Układ | Parametr | Wartość | Jednostka |
|---------|--|---------|-----------|
| 1P | Temperatura pary na wlocie do turbiny parowej | 600 | °C |
| | Ciśnienie pary na wlocie do turbiny parowej | 4000 | kPa |
| 2PR | Temperatura pary na wlocie do części wysokoprężnej TP | 600 | °C |
| | Temperatura pary na wlocie do części niskoprężnej TP | 310 | °C |
| | Ciśnienie pary na wlocie do części wysokoprężnej TP | 17500 | kPa |
| | Ciśnienie pary na wlocie do części niskoprężnej TP | 1000 | kPa |
| 3PR | Temperatura pary na wlocie do części wysokoprężnej TP | 600 | °C |
| | Temperatura pary na wlocie do części średnioprężnej TP | 600 | °C |
| | Ciśnienie pary na wlocie do części wysokoprężnej TP | 17500 | kPa |
| | Ciśnienie pary na wlocie do części średnioprężnej TP | 4000 | kPa |
| | Ciśnienie pary na wlocie do części niskoprężnej TP | 350 | kPa |
| Wspólne | Ciśnienie w skraplaczu | 5 | kPa |
| | Minimalne przewężenie temperatur na zimnym końcu parowacza (ΔT_{pp}) | 5 | K |
| | Niedogrzew wody na zimnym końcu parowacza (ΔT_{ap}) | 5 | K |

Ze względu na występowanie strat ciśnienia na rurociągach przed poszczególnymi częściami turbiny parowej, wyodrębniono dodatkowe punkty i przyjęto odpowiednie spadki ciśnienia. Dodatkowy warunek stanowił stopień suchości pary na wylocie z turbiny parowej ($\geq 0,88$).

W wyniku integracji modelu układu turbiny gazowej z trzema kolejnymi modelami części parowej uzyskano trzy układy gazowo-parowe. Wyniki obliczeń przedstawia Tab. 3.

Sprawność netto układu gazowo-parowego zdefiniowano jako iloraz mocy elektrycznej netto układu gazowo-parowego ($N_{el.n.G-P}$) i strumienia energii chemicznej spalane paliwa, będącą iloczynem strumienia masowego paliwa (\dot{m}_{1p}) i jego wartości opałowej (W_d) [6].

$$\eta_{el.n.G-P} = \frac{N_{el.n.G-P}}{\dot{m}_{1p} \cdot W_d} \quad (2.1)$$

Moc elektryczna netto układu gazowo-parowego ($N_{el.n.G-P}$) została zdefiniowana jako suma mocy elektrycznej turbiny gazowej ($N_{el.ITG}$) i mocy elektrycznej brutto turbiny parowej ($N_{el.b.TP}$), pomniejszonej o moc potrzeb własnych (N_{PW}) [6].

$$N_{el.n.G-P} = N_{el.ITG} + N_{el.b.TP} - N_{PW} \quad (2.2)$$

Z kolei moc potrzeb własnych została wyznaczona jako iloczyn mocy elektrycznej brutto układu gazowo-parowego i wskaźnika potrzeb własnych bloku (δ_{G-P}) [6].

$$N_{PW} = \delta_{G-P} \cdot N_{el.b.G-P} = \delta_{G-P} \cdot (N_{el.TG} + N_{el.b.TP}) \quad (2.3)$$

Strumień ciepła na wylocie z turbiny gazowej (\dot{Q}_{4a}) wyrażono jako iloczyn strumienia masowego spalin (\dot{m}_{4a}) i ich entalpii masowej (h_{4a}) [6].

$$\dot{Q}_{4a} = \dot{m}_{4a} \cdot h_{4a} \quad (2.4)$$

Emisję dwutlenku węgla obliczono jako iloraz strumienia masowego dwutlenku węgla (\dot{m}_{CO_2}) i mocy elektrycznej netto układu ($N_{el.n.G-P}$).

$$E_{CO_2} = \frac{\dot{m}_{CO_2}}{N_{el.n.G-P}} \quad (2.5)$$

Tab. 3 Wielkości charakterystyczne układu G–P z kotłem jednociśnieniowym (1P), dwuciśnieniowym z przegrzewem (2PR) i trójciśnieniowym z przegrzewem (3PR).

| Wielkość | Symbol | Wartość | | |
|---|-------------------|---------|--------|--------|
| | | 1P | 2PR | 3PR |
| Moc elektryczna turbiny gazowej, MW | $N_{el.TG}$ | 200,00 | | |
| Sprawność wytwarzania energii elektrycznej turbiny gazowej, % | $\eta_{el.TG}$ | 39,54 | | |
| Moc elektryczna brutto turbiny parowej, MW | $N_{el.b.TP}$ | 87,43 | 89,31 | 102,66 |
| Moc elektryczna brutto układu G–P, MW | $N_{el.b.G-P}$ | 287,43 | 289,31 | 302,66 |
| Sprawność brutto układu G–P, % | $\eta_{el.b.G-P}$ | 56,83 | 57,20 | 59,84 |
| Strumień ciepła na wylocie z turbiny gazowej, MW | \dot{Q}_{4a} | 295,38 | | |
| Moc elektryczna netto układu G–P, MW | $N_{el.n.G-P}$ | 281,68 | 283,53 | 296,61 |
| Sprawność netto układu G–P, % | $\eta_{el.n.G-P}$ | 55,69 | 56,06 | 58,64 |
| Emisja CO ₂ , kgCO ₂ /MWh | E_{CO_2} | 358,72 | 356,39 | 340,68 |

3. Analiza ekonomiczna

W celu porównania trzech analizowanych wariantów układów gazowo–parowych zdecydowano się wyznaczyć tzw. graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej (C_{el}^{gr}), wyrażoną w PLN/MWh. Wskaźnik ten pozwala na porównanie różnych rodzajów inwestycji energetycznych niezależnie od rodzaju stosowanego paliwa, wysokości nakładów inwestycyjnych czy też zakresu mocy. Wskaźnik ten wyznacza się w oparciu o wartość bieżącą netto NPV , która stanowi sumę zaktualizowanych przepływów pieniężnych CF , obliczonych dla każdego roku działalności (uwzględniając rok zerowy), przy określonej stopie dyskonta (r), co opisuje zależność:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

gdzie: t – bieżący rok eksploatacji, N – liczba lat eksploatacji, r – stopa dyskonta.

Zależność na przepływy pieniężne CF_t można zapisać w postaci:

$$CF_t = [-J + S - (K_{pr} + P_d + K_{obr}) + A + F + L]_t \quad (3.2)$$

gdzie: J – koszty inwestycyjne, S – przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, K_{pr} – koszty produkcji uwzględniające odsetki od kredytu, P_d – podatek dochodowy, K_{obr} – zmiana kapitału obrotowego, A – amortyzacja, F – odsetki od kredytu, L – wartość likwidacyjna [2].

W przypadku elektrowni główny przychód pochodzi ze sprzedaży energii elektrycznej i jest funkcją ilości sprzedanej energii elektrycznej i jednostkowej ceny jej sprzedaży.

$$S = (1 - \delta_{G-P}) \int_0^{\tau_{R,el}} N_{el} \cdot c_{el} d\tau \quad (3.3)$$

gdzie: δ_{G-P} – wskaźnik potrzeb własnych bloku, $\tau_{R,el}$ – czas wytwarzania energii elektrycznej w ciągu roku, N_{el} – moc elektryczna układu, c_{el} – jednostkowa cena sprzedaży energii elektrycznej [2].

W zależności od aktualnie obowiązującego systemu wsparcia, niektóre technologie generują dodatkowy przychód ze sprzedaży świadectw pochodzenia. Jego wielkość jest zależna głównie od produkcji energii elektrycznej oraz cen jednostkowych poszczególnych certyfikatów.

Opierając się na zależności (3.1) oraz wykorzystując (3.2) i (3.3) graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej można wyznaczyć ze wzoru [2]:

$$C_{el}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[J + (K_{pr} + P_d + K_{obr}) - A - F - L]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(1 - \delta_{G-P}) \int_0^{\tau_{R,el}} N_{el} d\tau}{(1+r)^t}} \quad (3.4)$$

Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej stanowi więc minimalną cenę sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej, która pozwoli elektrowni na uniknięcie strat. Można wyznaczyć poszczególne składowe C_{el}^{gr} tj. składową inwestycyjną (C_J), składową paliwową (C_P) i składową pozapaliwową (C_{NP}), dzięki czemu można zaobserwować wpływ poszczególnych czynników na wynik końcowy.

$$C_{el}^{gr} = C_J + C_P + C_{NP} \quad (3.5)$$

Poszczególne składowe można zapisać w postaci:

$$C_J = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[J]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(1 - \delta_{G-P}) \int_0^{\tau_{R,el}} N_{el} d\tau}{(1+r)^t}} \quad (3.6)$$

$$C_P = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[K_P]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(1-\delta_{G-P}) \int_0^{\tau} N_{el} d\tau}{(1+r)^t}} \quad (3.7)$$

$$C_{NP} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[K_{NP}]_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(1-\delta_{G-P}) \int_0^{\tau} N_{el} d\tau}{(1+r)^t}} \quad (3.8)$$

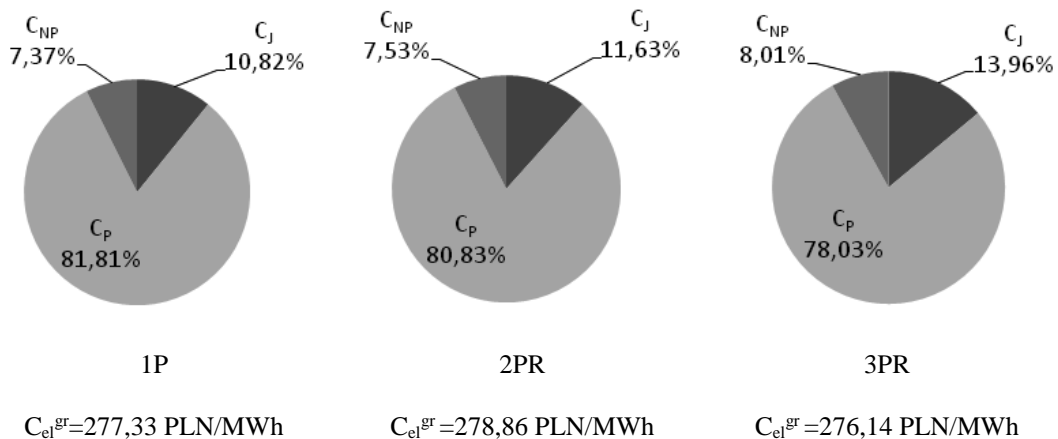
Przy czym (K_{NP}) stanowią koszty produkcji z wyłączeniem kosztu zakupu paliwa (K_P) [2]. Głównie założenia niezbędne do przeprowadzenia analizy ekonomicznej zebrano w Tab. 4.

Jednostkowy nakład inwestycyjny oszacowano w oparciu o koszt zakupu poszczególnych maszyn i urządzeń na podstawie dostępnych w literaturze zależności aproksymacyjnych [7], z uwzględnieniem wskaźników aktualizacyjnych. Cena uprawnień do emisji CO₂ została przyjęta jako średnia cena na giełdzie EEX - Primary Market Auction (PL) w pierwszej połowie 2015 roku [8]. Wartość stopy dyskonta można wyznaczyć na podstawie średnioważonego kosztu kapitału ze wzoru [2]:

$$r = r_k(1 - p_d)u_k + r_w(1 - u_k) \quad (3.9)$$

gdzie: r_k – stopa oprocentowania kapitału obcego, p_d – stopa podatku dochodowego, u_k – udział kapitału obcego r_w – stopa oprocentowania kapitału własnego.

Na podstawie przyjętych założeń, wyznaczono wartości przepływów pieniężnych oraz graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej (C_{el}^{gr}) dla trzech analizowanych bloków gazowo-parowych. Dla układu 1P graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej wyniosła $C_{el}^{gr}=277,33$ PLN/MWh, dla układu 2PR $C_{el}^{gr}=278,86$ PLN/MWh, natomiast w przypadku 3PR uzyskano $C_{el}^{gr}=276,14$ PLN/MWh. Ponadto zbadano również udział kosztów inwestycyjnych (C_J), paliwowych (C_P) i pozapaliwowych (C_{NP}) w całkowitej granicznej cenie sprzedaży energii elektrycznej. Wyniki obrazuje Rys.3.1.



Rys.3.5 Udział poszczególnych składowych w granicznej cenie sprzedaży energii elektrycznej

Tab. 4 Podstawowe założenia do analizy ekonomicznej

| Nazwa parametru | Wartość | | |
|--|------------|-----|------|
| | 1P | 2PR | 3PR |
| Jednostkowy nakład inwestycyjny, USD/kW ₀ | 887 | 959 | 1139 |
| Okres budowy, lata | 3 | | |
| Okres eksploatacji bloku, lata | 20 | | |
| Rozdział nakładów inwestycyjnych w okresie budowy, % | 15/30/55 | | |
| Udział kapitału własnego, % | 25 | | |
| Udział kapitału obcego, % | 75 | | |
| Okres spłaty kapitału obcego, lata | 10 | | |
| Amortyzacja, % | 6,67 | | |
| Stopa podatku dochodowego, % | 19 | | |
| Koszt nominalny kapitału własnego, % | 3,5 | | |
| Koszt nominalny kapitału obcego, % | 5,3 | | |
| Roczny czas wykorzystania mocy znamionowej, h | 8000 | | |
| Jednostkowe zatrudnienie, os/MW | 0,2 | | |
| Jednostkowy koszt wynagrodzeń, PLN/os m-c | 5000 | | |
| Wartość likwidacyjna, % | 20 | | |
| Koszt remontów z podziałem na lata w odniesieniu do nakładów inwestycyjnych, % | Rok 1 | 1,0 | |
| | Lata 2÷3 | 1,5 | |
| | Lata 4÷7 | 2,0 | |
| | Lata 8÷11 | 2,5 | |
| | Lata 12÷15 | 3,0 | |
| | Lata 16÷20 | 3,5 | |
| Cena paliwa gazowego, PLN/m ³ _n | 1,26 | | |
| Cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg | 7 | | |
| Kurs euro, PLN/EUR | 4,31 | | |
| Kurs dolara, PLN/USD | 3,57 | | |

4. Analiza ryzyka metodą Monte Carlo

Zarówno w okresie inwestycyjnym jak i w fazie eksploatacji przedsięwzięcia pojawia się szereg elementów ryzyka. W trakcie budowy elektrowni może wystąpić ryzyko: przekroczenia planowanego czasu budowy, przekroczenia wysokości nakładów, niedotrzymania projektowych osiągnięć układów itp. Natomiast w czasie eksploatacji istnieje niebezpieczeństwo związane z dostępnością paliwa, jego ceną lub jakością. Ponadto zmianom może podlegać dyspozycyjność układu, zapotrzebowanie na produkty, a wreszcie system podatkowy, prawo, uwarunkowania polityczne, kursy walut czy też ceny produktów bankowych [2]. Coraz częściej istnieje konieczność analizowania różnych scenariuszy, w których zmianie ulega wiele wskaźników. Jedną z metod analizy ryzyka jest metoda Monte Carlo, polegająca na losowym dobraniu wartości analizowanych zmiennych i obliczeniu dla każdego zestawu danych badanego wskaźnika ekonomicznego. Jest to metoda symulacyjna, która poprzez uwzględnianie losowości zdarzeń, pozwala zidentyfikować zależności między wartościami zmiennych losowych, które mogą wystąpić w przyszłości, a opłacalnością inwestycji. Główną zaletą tej metody jest możliwość wyznaczenia wartości kryterialnych oraz prawdopodobieństwa ich wystąpienia [2].

Zdecydowano się wykonać analizę ryzyka dla pięciu zmiennych: jednostkowego nakładu inwestycyjnego (J), ceny paliwa gazowego (C_p), ceny uprawnień do emisji, CO₂ (C_{upr}), ceny certyfikatów (C_{cert}) oraz czasu pracy bloku (τ). W tym celu należało dobrać przedziały zmienności analizowanych wielkości. Przyjęte wartości przedstawia Tab. 5.

Tab. 5 Założone przedziały zmienności analizowanych wielkości

| Wielkość | Odchyłka ujemna | Odchyłka dodatnia |
|--|-----------------|-------------------|
| Cena paliwa gazowego, % | - 10 | + 80 |
| Jednostkowy nakład inwestycyjny, % | - 7,5 | + 7,5 |
| Czas pracy bloku, % | - 7,5 | + 7,5 |
| Cena uprawnień do emisji CO ₂ , % | - 30 | + 200 |
| Cena certyfikatów, PLN/MWh | 0 | 80 |

Prawdopodobieństwo wymienionych zmiennych losowych wynika z przypisanego im rozkładu prawdopodobieństwa. Rozkład normalny zastosowano w przypadkach, gdzie odchylenie dodatnie i ujemne względem wartości oczekiwanej są symetryczne (jednostkowy nakład inwestycyjny i czas pracy bloku).

W przypadku odchyłeń niesymetrycznych przyjęto rozkład trójkątny (cena paliwa, cena uprawnień do emisji CO₂ i cena certyfikatów) [9].

Aby zastosować rozkład normalny należy wyznaczyć odchylenie standardowe (σ). W przypadku rozkładu normalnego 99,7% wartości leży w odległości $[-3\sigma, +3\sigma]$ od wartości oczekiwanej. Wartość odchylenia standardowego przyjęto jako:

$$\sigma = \frac{\Delta}{3} \quad (4.1)$$

gdzie: Δ - odchyłka od wartości oczekiwanej.

Następnie określono wartość oczekiwaną (y_{wo}^{RN}), jako wartość nominalną poszczególnych wielkości przyjętych do analizy ekonomicznej ($y_{nom} = y_{wo}^{RN}$). Ponadto dla wszystkich zmiennych losowych, dla których przyjęto rozkład normalny obliczono wartość minimalną (y_{min}) i maksymalną (y_{max}) [10].

W przypadku rozkładu trójkątnego należy wyznaczyć wartość minimalną (y_{min}), wartość maksymalną (y_{max}) oraz wartość dla której występuje maksymalna gęstość prawdopodobieństwa ($y_{p \rightarrow max}$), która jest równa wartości nominalnej danej zmiennej losowej ($y_{p \rightarrow max} = y_{nom}$) [10]. Wartość oczekiwaną można wyznaczyć ze wzoru:

$$y_{wo}^{RT} = \frac{y_{min} + y_{max} + y_{p \rightarrow max}}{3} \quad (4.2)$$

W przypadku ceny certyfikatów założono wartość minimalną na poziomie 0 PLN/MWh z uwagi na aktualny brak wsparcia dla elektrowni gazowo-parowych. Poziom maksymalny, wynika z możliwości zmian systemu wsparcia wraz z pojawieniem się zainteresowania inwestorów omawianym typem elektrowni, natomiast jego wartość została założona na poziomie 80 PLN/MWh. Wartości charakterystyczne dla zmiennych przedstawiono w Tab. 6.

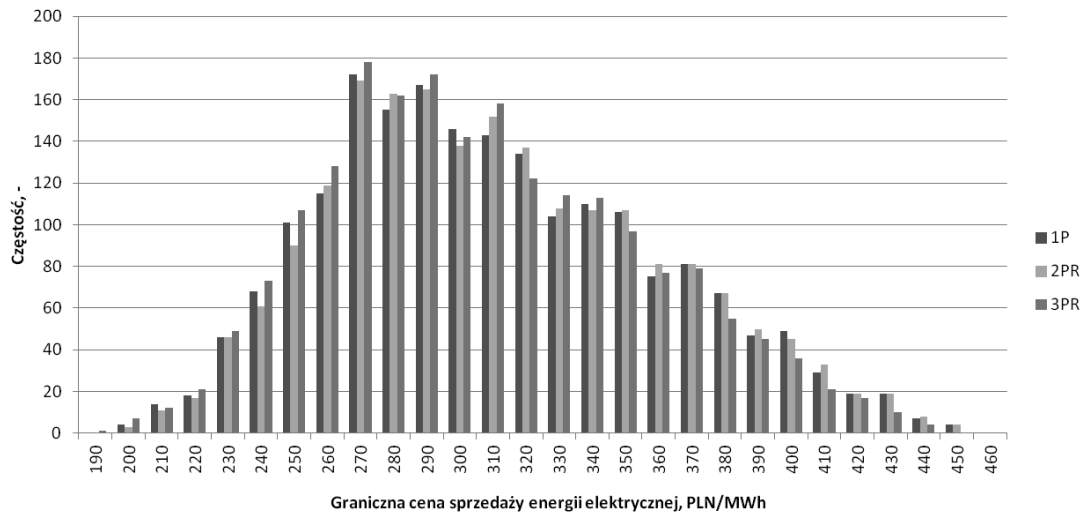
Tab. 6 Wartości charakterystyczne dla zmiennych

| Wielkość | Jednostkowy nakład inwestycyjny, USD/kW | | | Czas pracy bloku, h | Cena paliwa gazowego, PLN/m ³ | Cena uprawnień do emisji CO ₂ , EUR/Mg | Cena certyfikatów, PLN/MWh |
|-------------------------|---|---------|---------|---------------------|--|---|----------------------------|
| | 1P | 2PR | 3PR | | | | |
| y_{wo}^{RN} | 887 | 959 | 1139 | 8000 | 1,55 | 10,97 | 26,67 |
| y_{min} | 820,47 | 887,21 | 1053,97 | 7400 | 1,13 | 4,9 | 0 |
| y_{max} | 953,52 | 1031,08 | 1224,88 | 8600 | 2,27 | 21 | 80 |
| σ | 22,17 | 23,98 | 28,49 | 200 | – | – | – |
| $y_{p \rightarrow max}$ | – | – | – | – | 1,26 | 7 | 0 |

Dla każdego z dwóch tysięcy wylosowanych zestawów zmiennych losowych wyznaczono graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Wyniki obliczeń przedstawia histogram, na którym każdemu przedziałowi granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (C_{e}^{gr}) przyporządkowano częstość jej występowania. Histogram został przedstawiony na Rys.4.1. W dalszej kolejności wyznaczono prawdopodobieństwo skumulowane wg wzoru:

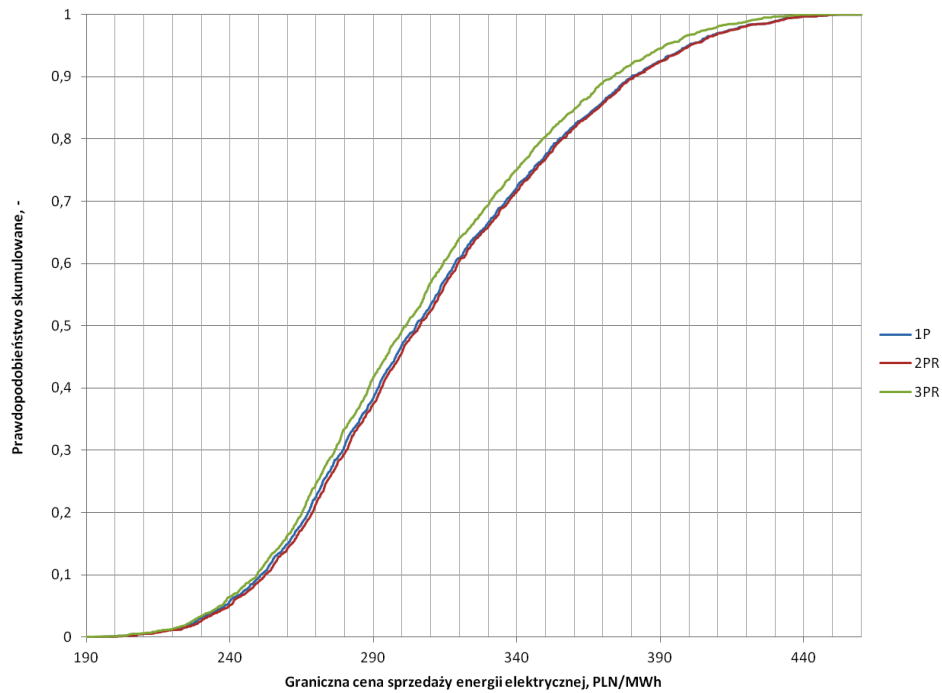
$$P(\geq z) = \frac{n_i}{n} \quad (4.3)$$

gdzie: n – liczba wszystkich losowań, z – założona wartość wyniku obliczeń, n_i – liczba losowań, dla których wartość wyjściowa jest mniejsza od z .



Rys.4.6 Histogram granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla trzech konfiguracji części parowej bloku gazowo-parowego.

Wyniki obliczeń prawdopodobieństwa skumulowanego wartości granicznej sprzedaży energii elektrycznej dla analizowanych konfiguracji części parowej bloku gazowo-parowego przedstawia Rys.4.2.



Rys.4.7 Prawdopodobieństwo skumulowane w funkcji granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej.

Na podstawie otrzymanych wyników można, zgodnie z [10], odczytać szereg wartości takich jak:

- Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej uzyskana z prawdopodobieństwem równym 50%:

$$(C_{el}^{gr})_{0,5} = C_{el}^{gr}(P_S = 0,5) \quad (4.4)$$

- Prawdopodobieństwo uzyskania C_{el}^{gr} mniejszej lub równej od ceny wyznaczonej dla nominalnych założeń:

$$(P_S^*)_1 = P_S(C_{el}^{gr} = (C_{el}^{gr})_n) \quad (4.5)$$

- Zakres zmiany C_{el}^{gr} w przedziale:

$$C_{el}^{gr}(P_S = 0,1\%) \leq C_{el}^{gr} \leq C_{el}^{gr}(P_S = 99,9\%) \quad (4.6)$$

Wyniki analizy Monte Carlo przedstawiono w Tab. 7.

Tab. 7 Wyniki analizy ryzyka metodą Monte Carlo

| Wielkość | Jednostka | 1P | 2PR | 3PR |
|---|-----------|---------------|---------------|---------------|
| $(C_{el}^{gr})_{nom}$ | PLN/MWh | 277,33 | 278,86 | 276,14 |
| $(C_{el}^{gr})_{0,5}$ | PLN/MWh | 304,81 | 306,16 | 301,29 |
| Odchylenie standardowe | PLN/MWh | 49,50 | 49,24 | 47,43 |
| $(P_S^*)_1$ | % | 28,70 | 28,75 | 29,50 |
| $C_{el}^{gr}(P_S = 0,1\%) \leq C_{el}^{gr}$ $C_{el}^{gr} \leq C_{el}^{gr}(P_S = 99,9\%)$ | PLN/MWh | 199,45÷448,79 | 200,81÷449,06 | 198,23÷438,39 |

5. Podsumowanie

W artykule przedstawiono wpływ konfiguracji układu gazowo–parowego na charakterystyki termodynamiczne i ekonomiczne elektrowni gazowo–parowej. Przy pomocy programu GateCycle™ [4] zbudowano modele matematyczne układu turbiny gazowej oraz trzech obiegów parowych: z kotłem odzyskowym jednościśnieniowym, dwuciśnieniowym z przegrzewem międzystopniowym i trójciśnieniowym z przegrzewem międzystopniowym. Następnie wykonano analizę termodynamiczną zamodelowanych układów. W części poświęconej analizie ekonomicznej oszacowano przepływy pieniężne w kolejnych latach budowy i eksploatacji elektrowni oraz wyznaczono graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto wykonano analizę ryzyka w oparciu o rachunek prawdopodobieństwa metodą Monte Carlo.

Analizując otrzymane wyniki można stwierdzić, że konfiguracja układu ma znaczący wpływ na wskaźniki zarówno termodynamiczne jak i ekonomiczne. Wraz ze stopniem rozbudowania układu gazowo–parowego rośnie sprawność wytwarzania energii elektrycznej oraz moc elektryczna. Skutkuje to również spadkiem emisji dwutlenku węgla w przeliczeniu na ilość wyprodukowanej energii elektrycznej.

Badając układy energetyczne należy pamiętać o ekonomicznej funkcji celu jaką jest osiągnięcie zysku przez inwestora. W pracy zdecydowano się na porównanie układów przy wykorzystaniu granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. W przypadku tego kryterium najkorzystniejszym układem okazał się 3PR. Układ ten charakteryzuje się wysoką sprawnością i mocą, co kompensuje najwyższe nakłady inwestycyjne. Najwyższą graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej osiągnęła elektrownia gazowo–parowa z kotłem dwuciśnieniowym zprzegrzewem. Podobnie kształtują się wyniki analizy ryzyka, które wykazują przewagę układu 3PR nad pozostałymi strukturami.

W ramach dalszych badań niezbędna jest optymalizacja struktur i parametrów poszczególnych bloków w celu uwiarygodnienia wartości mocy i sprawności, a tym samym wskaźników ekonomicznych.

Literatura

- [1] Ministerstwo Gospodarki, *Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, Warszawa sierpień 2014 r.;
- [2] Kotowicz J., *Elektrownie gazowo–parowe*. Wydawnictwo Kaprint, Lublin 2008;
- [3] Badyda K., Miller A., *Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem*. Wydawnictwo Kaprint, Lublin 2011;
- [4] GateCycle™. GE Enter Software, LLC, 1490 Drew Avenue, Suite 180, Davis, California 95616 U.S.A.
- [5] ISO 2314:2009 *Standard: Gas turbines – Acceptance tests*;
- [6] Remiorz L., Brzęczek M., *Wpływ instalacji CCS na sprawność układów gazowo–parowych*. Rynek Energii Nr 3 (106), 2013;
- [7] Attala L., Facchini B., Ferrara G., Thermoeconomic optimization method as design tool in gas-steam combined plant realization. *Energy Conversion and Management* 42(18), 2001.
- [8] www.cire.pl [20.05.2015r]
- [9] Rezaie K, Amalnik MS, Gereie A, Ostadi B, Shakhseeniaee M. *Using extended Monte Carlo simulation method for the improvement of risk management: Consideration of relationships between uncertainties*. *Applied Mathematics and Computation* 190 (2007), 1492–1501;
- [10] Kotowicz J., Michalski S., *Influence of four-end HTM (high temperature membrane) parameters on thermodynamic and economic characteristics of supercritical power plant*. *Energy* 81 (2015), 662–673.

V Porównanie właściwości paliwowych wybranych odpadów stolarki podłogowej

Tomasz Dziadosz¹, Małgorzata Kajda-Szcześniak²;

¹tel.: 531 244 382, e-mail: chemik006@wp.pl,

² Politechnika Śląska, Katedra Technologii i Urządzeń Zagospodarowania Odpadów, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, tel.: 32 237 21 04, e-mail: mkajda@polsl.pl

Streszczenie

W artykule zamieszczono porównanie wyników badań odnośnie właściwości paliwowych oraz składu elementarnego wybranych odpadów stolarki podłogowej. Badaniami objęto odpadowe panele podłogowe o klasie ścieralności AC3 z wkładką wyciszającą oraz odpadowe panele podłogowe o klasie ścieralności AC4. Odpady pochodziły z remontu mieszkania. Wykonano analizę właściwości wybranych odpadów drewnopochodnych pod kątem ich termicznego wykorzystania np. jako komponentu do produkcji paliw, czy możliwości współspalania z węglem kamiennym.

Słowa kluczowe: odpady stolarki podłogowej, właściwości paliwowe, paliwo, współspalanie

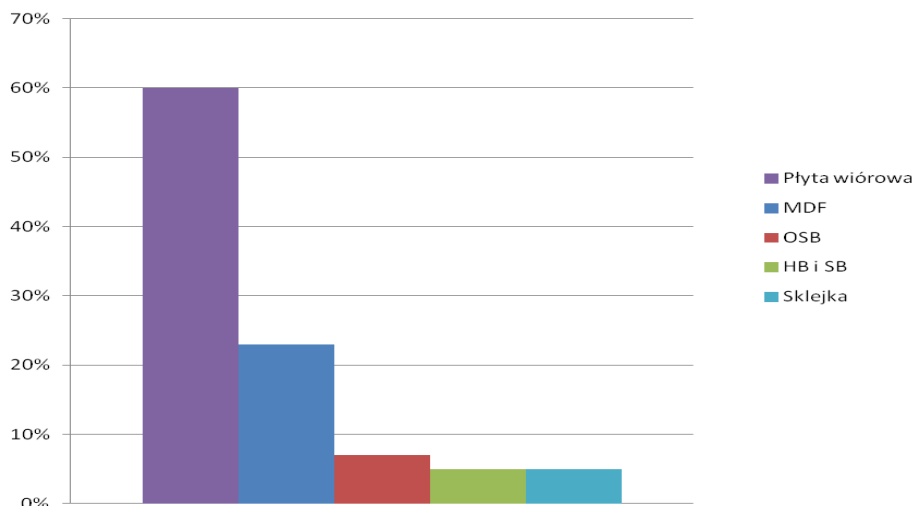
1. Wstęp

Od czasu przystąpienia Polski do Unii Europejskiej zaobserwowano duży rozwój w sektorze budowlanym co wiąże się z możliwością pozyskiwania funduszy europejskich na przeprowadzane w Polsce inwestycje budowlane oraz rewitalizację obecnych już obiektów. Największą ilość odpadów generują inwestycje drogowe, budowa nowych osiedli, domów jednorodzinnych, przebudowy instalacji wodno-kanalizacyjnych, czy rozbiórka istniejących obiektów budowlanych pod inwestycje drogowe. Rozwój ten wiąże się z generowaniem coraz to większej ilości odpadów pochodzących z sektora budowlanego [1]. Co roku w Polsce wytwarza się około 4 mln Mg odpadów pochodzących z przemysłu budowlanego, co stanowi około 4% strumieni odpadów pochodzących z przemysłu. Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów do 2020 roku 70% masy odpadów z sektora budowlanego ma być poddawana recyklingowi. Ma to na celu odzysk z odpadów wysokowartościowych materiałów z jednoczesnym ograniczeniem ilości odpadów kierowanych na składowiska [2].

Nadmienić należy, że w ogólnym strumieniu odpadów budowlanych zawartość drewna może wynosić od 11% do prawie 40% w zależności od kraju. Stąd też tematykę artykułu poświęcono odpadom drewna użytkowego tj. panelom podłogowym, które są jednym z wielu odpadów remontowo-budowlanych. Odpady te najczęściej pochodzą z rozbiórki obiektów pod inwestycje drogowe, lub powstają podczas przeprowadzanych usług remontowych. Odpadowe panele mogą być cennym surowcem przy produkcji paliw alternatywnych. Zjawisko wykorzystania strumieni odpadów do wytwarzania paliw jest korzystne w działaniach redukujących ilość odpadów trafiających na składowisko, a także zachowania zrównoważonego-rozwoju pomiędzy człowiekiem, a środowiskiem zapewniając mniejsze zużycie surowców nieodnawialnych co zapewnia możliwość korzystania z tych surowców obecnym jak i przyszłym pokoleniom. Kolejnym pozytywnym aspektem dla środowiska jest wykorzystanie odpadów płyt drewnopochodnych przy współspalaniu z węglem kamiennym w instalacjach energetycznych [1-5].

2. Bilans ilościowy odpadów paneli podłogowych

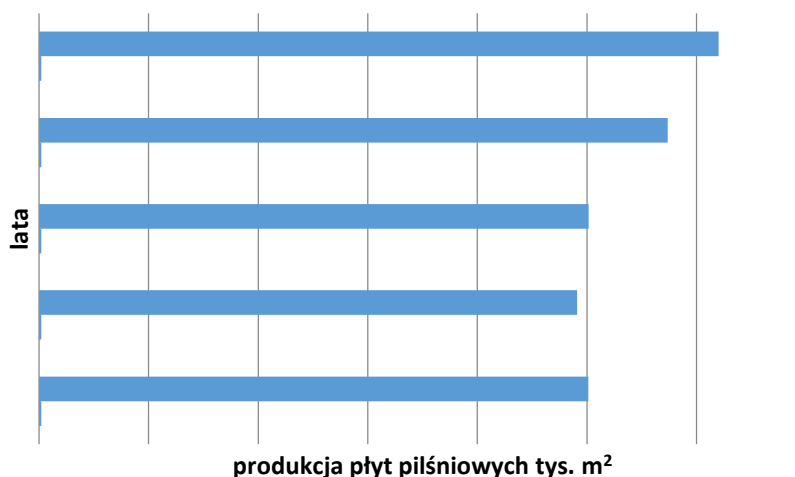
Przemysł remontowo-budowlany wykazuje duże zapotrzebowanie na produkcję płyt drewnopochodnych ze względu na szerokie wykorzystanie takich płyt w sektorze budowlanym. Płyty drewnopochodne są wykorzystywane przy produkcji mebli i stolarki drzwiowej oraz przy produkcji paneli podłogowych [6]. Na rysunku 2.1 przedstawiono udział rodzajów płyt drewnopochodnych wyprodukowanych w Europie [6].



Rys. 2.1 Procentowy udział poszczególnych rodzajów płyt drewnopochodnych produkowanych w Europie [6].

W produkcji płyt drewnopochodnych dominuje produkcja płyt wiórowych, która kreuje się na poziomie 60%, na drugim miejscu plasuje się produkcja płyt MDF na poziomie 23%, natomiast procentowy udział płyt OSB, HB i SB oraz sklejki w produkcji wynosi kolejno: 7% i 5%.

Przy omówieniu ilości generowanych odpadów skupiono się na określeniu ilości wyprodukowanych płyt pilśniowych, ponieważ płyty pilśniowe stanowią podstawowy materiał przy wytwarzaniu płyt drewnopochodnych HDF, z których wykonywane są panele podłogowe. Na rysunku 2.2. przedstawiono ilość wyprodukowanych płyt pilśniowych w latach 2010-2014.



Rys. 2.2 Wielkość produkcji płyt pilśniowych w latach 2010-2015 [7]

W latach 2010-2012 przemysł drzewny zajmujący się produkcją płyt pilśniowych odnotował produkcję na bardzo podobnym poziomie. W 2010 roku ilość wytworzonych płyt pilśniowych utrzymywała się na poziomie 501418 m², natomiast w 2011 roku odnotowano niewielki spadek produkcji płyt, która wynosiła 490955 m². W 2012 roku znów odnotowano niewielki wzrost produkcji płyt pilśniowych i wynosił on 501678 m² [7]. Według [7] w latach 2013-2014 ilość wyprodukowanych płyt wzrosła znacząco w stosunku do lat 2010-2012. W roku 2013 ilość wyprodukowanych płyt wynosiła 573712 tys. m², a w roku 2014 620257 m².

3. Charakterystyka materiału i metodyka badań

Przedmiotem badań byłabybranastolarka podłogowa:

- p₁- panel podłogowy o klasie ścieralności AC3 z wkładką wyciszającą (rys. 3.1.),
- p₂- panel podłogowy o klasie ścieralności AC4 (rys. 3.2.).



Rys. 3.1 Panel podłogowy p₁. Autor Tomasz Dziadosz.

Odpady drewnopochodne w 90% składają się z czystego drewna, pozostałe 10% stanowią dodatki. Wymiary paneli podłogowych zależne są od ich rodzaju, długość paneli zawiera się w przedziale 80 – 220 cm, natomiast ich szerokość mieści się w przedziale 13 – 22 cm. Ważnym parametrem decydującym o trwałości na ścieranie paneli jest grubość. Parametr ten obejmuje przedział 8 – 22 mm, im grubszy panel tym jest bardziej wytrzymały na ścieranie [8-9].

Grubość paneli, na których zostały zrealizowane badania, to w przypadku paneli p₁ – 10 mm, z kolei paneli p₂ to 8 mm.



Rys. 3.2 Panel podłogowy p₂. Autor Tomasz Dziadosz.

W badanych odpadowych panelach podłogowych określono podstawowe właściwości paliwowe, oznaczono: wilgotność całkowitą, zawartość popiołu oraz części palnych, części lotnych, temperaturę zapłonu oraz ciepło spalania i obliczono wartość opałową, a także określono skład elementarny C, H, O, N, S, Cl.

Przed przystąpieniem do wykonania badań panele te zostały rozdrobnione na młynie Trymet T45,5SW. Każde z oznaczeń zostało wykonane z powtórzeniami, tak aby gwarantowały powtarzalność uzyskanych wyników. Badania wykonano w warunkach laboratoryjnych. Poszczególne oznaczenia wykonano zgodnie z metodyką opisaną w Polskich Normach zestawionych poniżej:

| | |
|---------------------|--|
| PN-Z-15008-02:1993 | Oznaczanie wilgotności całkowitej. |
| PN-Z-15008-03:1993 | Oznaczanie zawartości części palnych i niepalnych. |
| PN-G-04516:1998 | Oznaczanie zawartości części lotnych metodą wagową. |
| PN-EN ISO 2592:2008 | Oznaczanie temperatury zapłonu w tyglu otwartym metodą Clevelanda |
| PN-ISO 1928:2002 | Oznaczanie ciepła spalania metodą spalania w bombie kalorymetrycznej i obliczanie wartości opałowej. |
| PN-Z-15008-05:1993 | Oznaczanie zawartości węgla i wodoru. |
| PN-G-04523:1992 | Oznaczanie zawartości azotu metodą Kjeldahla. |
| PN-ISO 334:1997 | Oznaczanie siarki całkowitej metodą Eschki. |
| PN-ISO 587:2000 | Oznaczanie zawartości chloru z zastosowaniem mieszaniny Eschki). |

4. Wyniki i ich dyskusja

W tabeli 1 przedstawiono analizę techniczną wybranych paneli podłogowych pochodzących z remontu mieszkań. Odpad p_1 charakteryzuje się wilgotnością na poziomie 3,55%, natomiast w odpadzie p_2 zawartość wilgotności jest wyższa i wynosi 5,57%. Odnotowano bardzo niską zawartość popiołu w odpadzie p_2 na poziomie 1,11%, z kolei w odpadzie p_1 jest to zawartość około 6-krotnie wyższa. Odpad p_1 cechuje się najmniejszą zawartością części lotnych na poziomie 66,63%, natomiast w odpadzie p_2 zawartość części lotnych wynosi 74,36%. Dla odpadów p_1 oraz p_2 ciepło spalania kształtuje się na poziomie 18610 kJ/kg oraz 19403 kJ/kg. Obliczona, na podstawie zawartości wilgoci i wodoru, wartość opałowa w odpadach p_1 oraz p_2 kształtuje się na podobnym poziomie i wynosi kolejno: 18183 kJ/kg dla odpadu p_1 oraz dla odpadu p_2 18550 kJ/kg. W odpadzie p_1 stwierdzono temperaturę zapłonu rzędu 158,5°C, w odpadzie p_2 rzędu 179,0°C.

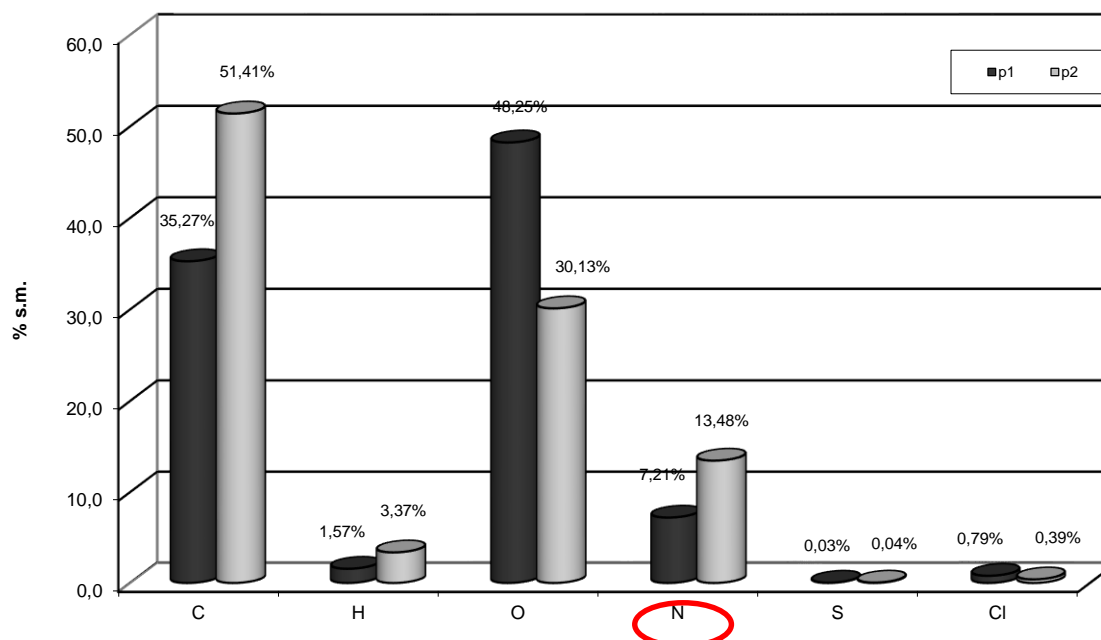
Z przeprowadzonej analizy technicznej wynika, że badane odpady charakteryzują się dobrymi właściwościami paliwowymi.

Tab. 1 Właściwości paliwowe badanych odpadów

| Właściwość | Jednostka | p_1 | p_2 |
|-----------------------------------|-----------|-------|-------|
| Zawartość wilgoci całkowitej, (W) | % | 3,55 | 5,57 |
| Zawartość części palnych, (P) | % | 93,36 | 98,89 |
| Zawartość popiołu, (A) | % | 6,64 | 1,11 |
| Zawartość części lotnych, (V) | % | 66,63 | 74,36 |
| Ciepło spalania, (W_g) | kJ/kg | 18610 | 19403 |
| Wartość opałowa, (W_d) | kJ/kg | 18183 | 18550 |
| Temperatura zapłonu | °C | 158,5 | 179,0 |

Na podstawie analiz stwierdzono różnice w składzie elementarnym C, H, O, N, S, i Cl dla odpadów p_1 i p_2 . Zawartość węgla w odpadzie p_1 kształtuje się na poziomie 35,27% s.m, a w odpadzie p_2 na poziomie 51,41% s.m. Odpad p_1 charakteryzuje się dwukrotnie niższą zawartością wodoru niż odpad p_2 , w odpadzie p_1 zawartość wodoru wynosi

1,57% s.m., a w odpadzie p₂ 3,37% s.m. Zawartość tlenu w odpadzie p₁ wynosi 48,25% s.m i jest to zawartość o około 18% wyższa niż w odpadzie p₂. Zawartość azotu w obu odpadach jest bardzo wysoka, w odpadzie p₁ jest ona rzędu 7,21%, a w odpadzie p₂ wynosi 13,48% s.m. Wysoka zawartość azotu może być spowodowana zastosowaniem w produkcji płyt żywic klejowych mocznikowo-formaldehadowych, melaminowych, czy fenolowych [9]. Zawartość chloru w odpadzie p₁ jest dwukrotnie wyższa niż w odpadzie p₂. Obydwa odpady cechują się niską zawartością siarki, nie przekracza ona 0,05% s.m.



Rys. 4.1 Skład elementarny badanych odpadów paneli podłogowych

5. Podsumowanie

Przeprowadzone oznaczenia odpadowych paneli podłogowych p₁ oraz p₂ umożliwiły porównanie właściwości paliwowych oraz składu elementarnego badanych odpadów. Ponadto pozwoliły na wyciągnięcie następujących wniosków:

- Z przeprowadzonej analizy właściwości paliwowych oraz składu elementarnego odpadowych paneli podłogowych wynika, że badane odpady posiadają korzystne parametry paliwowe na podstawie, których możliwe jest wstępne podjęcie decyzji o przeznaczeniu odpadowych paneli podłogowych do celów energetycznych.
- Odpady p₂ i p₁ posiadają nieco odmienne właściwości paliwowe i skład pierwiastkowy, co jest spowodowane zastosowaniem w odpadzie p₁ warstwy wyciszającej panela.
- Badane odpadowe panele mogą np. stanowić komponent w procesach wytwarzania paliw alternatywnych lub mogą być wykorzystane w procesach termicznych np. na drodze współspalania z węglem kamiennym. Współspalanie odpadów paneli podłogowych z węglem niesie ze sobą korzyści w postaci: zastąpienia surowca pochodzenia leśnego odpadami drewna użytkowego, mniejszego zużycia paliw konwencjonalnych, produkcji energii możliwej do wykorzystania. Jednakże należy zwrócić uwagę, że wysoka zawartość azotu ogólnego w badanych panelach może przyczynić się do generowania tlenków azotu, dlatego spalanie, czy współspalanie odpadowych paneli podłogowych może odbywać się tylko w instalacjach spełniających standardy emisji gazowych.

Kierunek termicznego przekształcania wydaje się być słuszny ze względu na ograniczenie strumienia odpadów kierowanych na składowiska. Aby jednak zaistniało racjonalne wykorzystanie drewna poużytkowego w praktyce gospodarczej konieczne jest stworzenie efektywnego systemu gromadzenia, klasyfikacji i segregacji z uwzględnieniem ekonomicznych i technologicznych uwarunkowań wykorzystania tego nośnika energii [10].

Literatura

- [1] Czop M., Kajda-Szcześniak M., *Ocena podstawowych właściwości paliwowych odpadów remontowo-budowlanych z sektora komunalnego*, Śródkowo-Pomorskie Towarzystwo Naukowe Ochrony Środowiska, Vol. Tom 15, 2013, s. 1426-1440.
- [2] Innowacje w gospodarce odpadami budowlanymi. [Dostęp z dnia 20.10.2015 r.], <http://ecomanager.pl/innowacje-w-gospodarce-odpadami-budowlanymi/>.
- [3] Nicewicz D., Borysiuk P., Pawlicki J., *Tworzywa drzewne specjalnego przeznaczenia*, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 2004.
- [4] Cichy W., Pawłowski J., *Współspalanie węgla kamiennego i odpadów drzewnych na urządzeniach energetycznych małej mocy*, *Drewno* 53, 183, 2010, s. 5–33.
- [5] Pikoń K., Kajda-Szcześniak M., Bogacka M., *Efekt środowiskowy współspalania węgla z odpadami drewnopochodnymi w kotłach małej mocy*, *Przemysł chemiczny*, 94(9), 2015, s. 1548-1550.
- [6] Nicewicz D., Sala C., *Technologiczne aspekty produkcji MDF*, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 2013.
- [7] Główny Urząd Statystyczny. Produkcja wyrobów przemysłowych w 2014 r. [Dostęp z dnia 20.10.2015 r.], <http://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/przemysl-budownictwo-srodki-trwale/przemysl/produkcja-wyrobow-przemyslowych-w-2014-r-,3,12.html>.
- [8] Klasy używalności i ścieralności paneli podłogowych. [Dostęp z dnia 16.05.2015 r.], <http://www.budujemydom.pl/podlogi-i-posadzki/523-klasy-scieralnosci-i-uzywalnosci-paneli-podlogowych>.
- [9] Wasilewski R., Hrycko P., *Efekty energetyczno-emisyjne spalania odpadów z przeróbki płyt drewnopochodnych w kotle małej mocy*. *Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska* 12, 1, 2010, s. 27–34
- [10] Ratajczak E., Bidzińska G., *Rynek biomasy drzewnej na cele energetyczne – aspekty ekonomiczne i społeczne*. Konferencja Naukowo-Techniczna *Możliwości i uwarunkowania podaży drewna do celów energetycznych*. Instytut Badawczy Leśnictwa, Sękocin Stary, 20-21.11.2012. [Dostęp z dnia 30.07.2015 r.], <file:///C:/Users/polsl/Downloads/biomasa-17-ratajczak.pdf>.

VI Charakterystyka właściwości paliwowych wybranych frakcji odpadów oraz paliw konwencjonalnych o różnym stopniu przetworzenia pod kątem ich potencjalnego termicznego wykorzystania

Grzegorz Galko¹

¹ Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Katedra Technologii i Urządzeń Zagospodarowania Odpadów, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, tel.: 32-237-13-21 e-mail: grzegorz.galko@polsl.pl

Streszczenie

Współczesny rozwój gospodarczy oraz rosnący popyt na energię skłania ludzi do poszukiwania coraz to bardziej nowatorskich rozwiązań i sposobów jej pozyskania. W tym celu coraz częściej podstawowym zadaniem jest znalezienie sposobu uzysku energii do celów grzewczych i produkcji energetycznej z ubocznych produktów bytowo-gospodarczych, jakimi są odpady. Uzysk ten jest możliwy dzięki procesom termicznym, wśród których spalanie obok procesów zgazowania i pirolizy jest często stosowane. Natomiast przydatność medium, jakim są odpady, określa ich potencjalne wykorzystanie do celów energetycznych za sprawą właściwości paliwowych. W pracy przedstawiono właściwości paliwowe wybranych frakcji odpadów oraz ich porównanie z pierwotnymi przekształconymi paliwami konwencjonalnymi. Ponadto w artykule przedstawiono i scharakteryzowano wartości opałowe omawianych odpadów.

Słowa kluczowe: gospodarka odpadami, termiczne przekształcanie, właściwości paliwowe, energetyka, ochrona środowiska

1. Wstęp

Współczesny rozwój cywilizacyjny i społeczny jest następstwem podnoszenia się jakości bytowej oraz wzrostu popytu na towary wysoko przetworzone. Wszystkie tego typu potrzeby są realizowane za sprawą skomplikowanych procesów wytwórczych i przetwórczych cechujących się znaczną energochłonnością oraz wysokim zapotrzebowaniem surowcowym. Jednak, w praktyce, wiąże się to z powstawaniem produktów ubocznych, które przyjęto nazywać odpadami.

Powstające odpady, wynikające z rozwoju społeczeństw, są jednym z głównych wyzwań stojących przed współczesną inżynierią środowiska. Ich skład morfologiczny i reaktywność wobec wybranych typów substancji stanowi poważny problem w kontekście ich zagospodarowania. Wynika to z faktu, że każdy przedmiot lub dobro użyteczne będące obecnie wykorzystywane zgodnie ze swoim przeznaczeniem, będzie w bliższej bądź dalszej przyszłości odpadem.

W myśl obowiązujących przepisów *odpad* stanowić powinien przedmiot należący do jednej z kategorii (Q1 → Q24), określonych w przepisach, w myśl, których posiadacz pozbywa się odpadów, zamierza pozbyć się lub do ich pozbycia jest obowiązany [1].

Oznacza to, że celem postępowania z odpadami jest w domyśle ich eliminacja z obiegu użytecznego. Wśród tych kategorii wyróżniamy: pozostałości poprodukcyjne/pokonsumpcyjne, rozsypane substancje powstałe wskutek wypadków i kolizji oraz pozostałości wynikające z wcześniejszego zutylizowania substancji [1]. Niektóre z nich mogą być traktowane, jako niebezpieczne. Przez taki odpad rozumiemy substancje powodujące z racji swoich właściwości zagrożenie i jako takie należy je traktować i w sposób określony z nimi postępować [2].

Aczkolwiek, większość powstających obecnie odpadów to są odpady komunalne. Wśród nich, obok artykułów spożywczych niezdatnych do konsumpcji, istotny udział stanowią tworzywa sztuczne. Ich średni udział w składzie

morfologicznym waha się w przedziale od 12,5 do 18,04%, co jest w praktyce istotne z punktu traktowania tej frakcji, jako istotnej w kontekście energetycznego wykorzystania [3].

Inną stosunkowo ważną frakcją stanowiącą istotny udział w ogóle zmieszanych i powstających odpadów stanowi biomasa. Pod tym pojęciem, zarówno w prawodawstwie polskim jak i unijnym, zalicza się odpady stałe lub ciekłe podatne na biodegradację pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego [15-16].

Odpady te mogą powstawać podczas działalności rolniczej, przemysłowej, leśnictwa, czynności bytowo-gospodarczych. Do biomasy nie zalicza się odpadów medycznych. Ta grupa traktowana jest w sposób odrębny posiadając osobną kategorię w prawodawstwie.

Oznacza to, że bardzo wiele odpadów może być traktowanych, jako, biomasa. Jednak, najpopularniejsze rodzaje, jakie, można wyróżnić to:

- odpady z rolnictwa i przemysłu spożywczego,
- odpady z przemysłu leśnego,
- osady ściekowe,
- odpady powstające podczas pielęgnacji zieleni miejskiej.

Mimo tego, z racji bioaktywnej struktury złożonej z mikroorganizmów często zagrażających ludzkiemu zdrowiu i życiu, niektóre z frakcji biomasy mogą być traktowane, jako odpad niebezpieczny wymagający stosowania bardziej restrykcyjnych procedur unieszkodliwienia i przekształcenia.

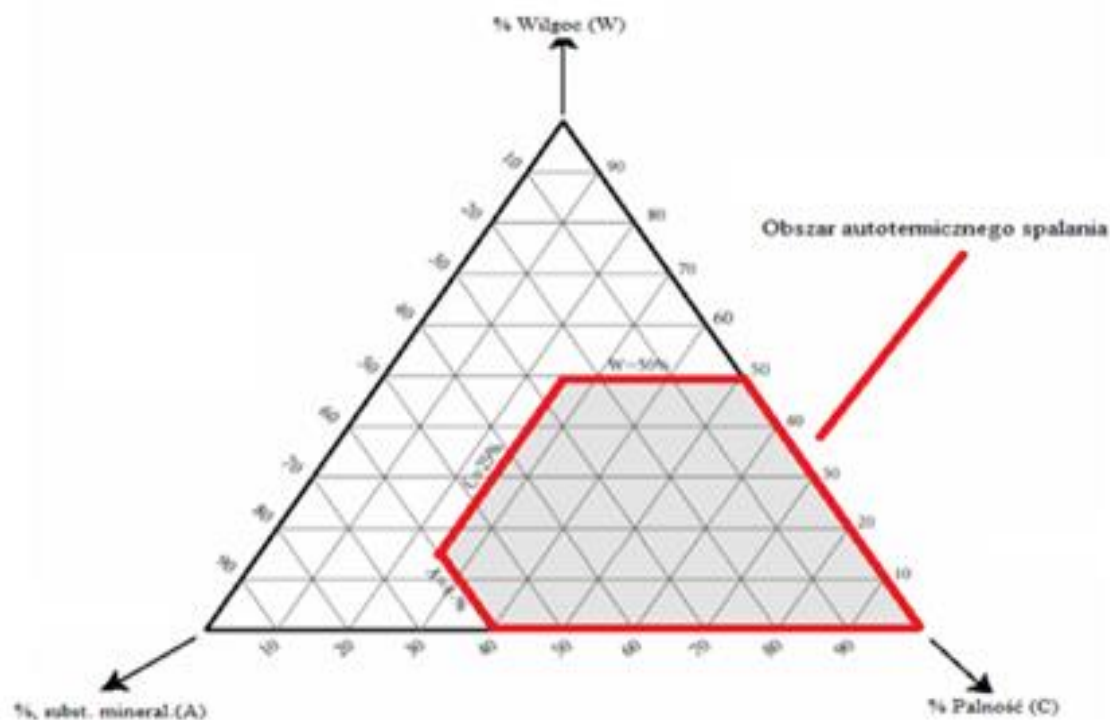
2. Charakterystyka procesu spalania

Mnogość powstających frakcji odpadów wymusiła stosowanie zróżnicowanych metod unieszkodliwienia i przekształcenia. Jedną z nich, stricte przeznaczonych do zagospodarowania odpadów niebezpiecznych oraz odpadów komunalnych, są tzw. metody termiczne. Ich celem jest możliwość całkowitego unieszkodliwienia z jednoczesną eliminacją wszelkich bakterii i patogenów. Wśród nich wyróżniamy takie procesy jak:

- spalanie,
- zgazowanie,
- piroliza [4].

Wszystkie z procesów tlenowych posiadają temperaturę nie mniejszą niż 850°C, a w przypadku pirolizy, proces ten cechuje się zakresem temperatur 300-800°C, co wyróżnia ją w zestawieniu z procesem spalania [4]. W jej przypadku, produktami poprocesowymi, są przede wszystkim: gaz pirolityczny, oleje, smoły koks i nieutlenione metale [18]. Natomiast proces zgazowania pozwala uzyskać (tzw. gaz palny) powstający w wyniku działania czynników tj. wodór, para wodna, tlenek węgla itp.. W jego skład wchodzi głównie, CO, H₂ i CH₄ [19].

Proces spalania, w przypadku nieregularnych odpadów wykorzystywanych i wprowadzanych jako, paliwo warunkowany jest tzw. gwarancją autotermiczności. Oznacza to, że jego właściwości powinny gwarantować podtrzymanie procesu termicznego bez wspomaganie z zewnątrz. Natomiast, jego parametry powinny zawierać się w obszarze autotermicznego spalania mieszającego się na tzw. trójkącie Tannera.



Rys.2.1 Trójkąt Tannera [5]

Obszar autotermicznego spalania określa paliwo o możliwie jak największej palności % (C), którego zawartość substancji mineralnej (A) nie jest większa niż 60% natomiast zawartość wilgoci (W) nie jest większa aniżeli 50% [5]. Powyższy wykres przedstawia obszar ten zaznaczony kolorem czerwonym.

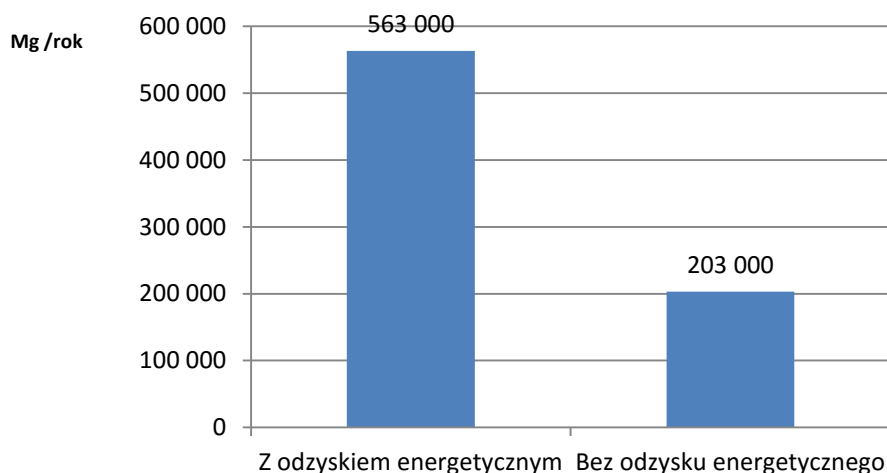
Jednak czasem, skład odpadów stanowi problem w zakresie uzyskania warunku autotermicznego spalania. Dlatego też wtenczas stosowane jest współspalanie będące zasadne w przypadku odpadów niezdolnych do podtrzymania autotermiczności procesu. Przykładem takiego procesu może być dodatkowe wprowadzenie paliwa tj. węgiel kamienny, brunatny bądź olej opałowy, dzięki czemu uzyskamy odpowiednią temperaturę i warunki procesu.

Odpady mieszane są z palną substancją np. paliwem, umożliwiającą osiągnięcie oczekiwanych rezultatów, dzięki czemu proces będzie w stanie zaspokoić swoje potrzeby w zakresie autotermicznym [4]. Ponadto gwarancją autotermiczności jest konieczność utrzymania stosunku nadmiaru powietrza λ w zakresie od 1,1 do 1,3 [6].

W rezultacie uzyskujemy obojętne pod względem ekologicznym popioły, często wykorzystywane min. jako, mieszanki do podbudowy ciągów komunikacyjnych tj. drogi i autostrady.

W ten sposób zagospodarowane zostało przeszło 766 tys. Mg odpadów komunalnych w 2013 roku w Polsce, co stanowiło prawie 8,1% ilości ogólnie powstających odpadów. W tym należy wyróżnić, że 563 tys. Mg zostało przekształcone z odzyskiem, natomiast pozostałe 203tys. Mg bez odzysku energetycznego [7].

Ilość odpadów unieszkodliwionych metodami termicznymi



Rys.2 Ilość odpadów unieszkodliwionych termicznie z odzyskiem energii [7]

Powyższe dane jednoznacznie wskazują obrany kierunek, pożądanym przez współczesną energetykę i inżynierię środowiska. Oczekiwana, z punktu energetycznego wykorzystania, jest próba uzyskiwania ciepła do celów grzewczych bądź produkcji energii elektrycznej. Przede wszystkim, najkorzystniejsze pozwalające uzyskać jednocześnie ciepło i energię elektryczną, są tzw. systemy kogeneracyjne CHP (*ang. Combined Heat and Power*) [17]. Jednak wymagają one stosowania odpowiednich rozwiązań i paliw, które będą w stanie spełnić wymogi i uzyskać efektywność energetyczną.

3. Właściwości paliwowe

Przydatność wykorzystania odpadów do celów energetycznych pozwala spekulować nad możliwością uzyskania energii i potraktowania medium, jakim one są, jako paliwa. Jednak skład morfologiczny typowych odpadów będzie o tyle zróżnicowany, że ciężko określić reprezentatywne właściwości paliwowe dla ogółu odpadów. Istotne z punktu energetycznego wykorzystania są frakcje odpadów jak biomasa oraz tworzywa sztuczne. Właściwości paliwowe są określane za sprawą poziomu określonych pierwiastków zawartych w paliwie. Wobec nich możemy wyróżnić takie parametry jak:

- Wilgotność całkowita – W
- Części palne i lotne
- Zawartość popiołu (A)
- Ciepło spalania (Wg)
- Wartość opałowa (Wd)
- Zawartość metali ciężkich tj: Zn, Pb, Cd, Cr, Cu, Ni, Co
- Skład pierwiastkowy: C, H, S, N, Cl, O [20]

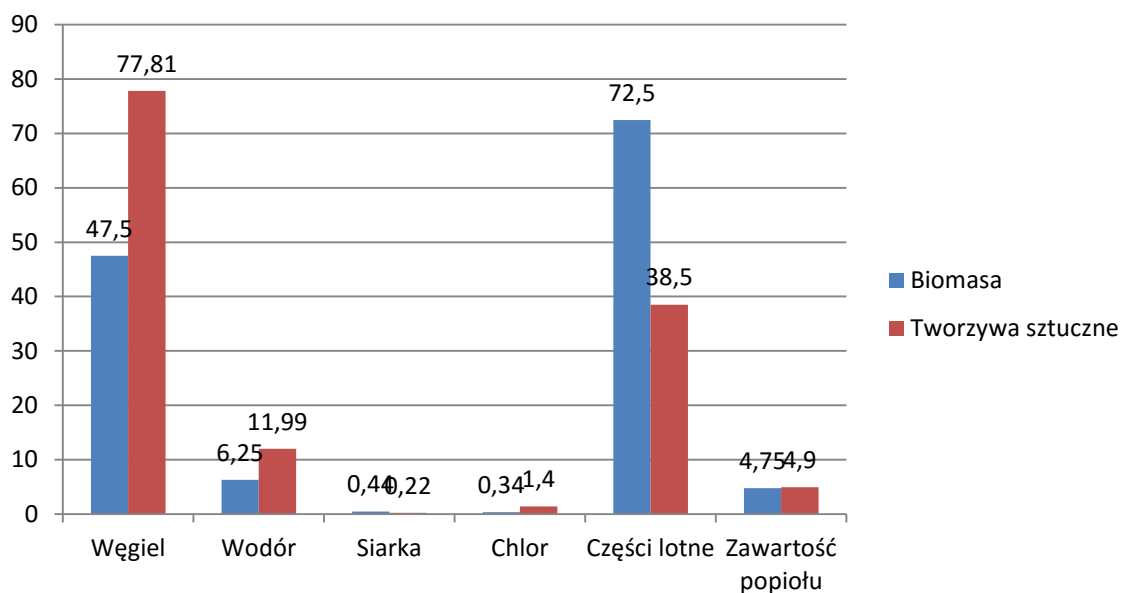
Same tworzywa nie stanowią jednorodnej mieszaniny. Związki tj. poliolefiny, z których możemy uzyskać optymalne pod względem energetycznym parametry mogą zostać dostarczone do instalacji termicznego przekształcania w postaci tworzyw tj: HDPE, czyli polietylen sieciowany wysokiej gęstości[9]. Wiele z nich jest stosowanych w celach energetycznych, jednak znaczna część trafia do recyklingu materiałowego i jest ponownie przetwarzana.

Tworzywo, jako surowiec, jest często stosowane, jako materiał do produkcji rur, przeznaczonych do instalacji sanitarnych w budownictwie i sieciach wodociągowych i kanalizacyjnych. Jednocześnie istotny udział wśród tworzyw sztucznych należy do: polipropylenu (PP), polichlorku winylu (PVC) oraz polistyrenu (stałego i w postaci spienionej) [20].

Obowiązujące od roku 2013 przepisy zabraniają składowania frakcji odpadów nadających się do odzysku, których wartość opałowa przekracza 6 MJ/kg [11-12]. Przekładasię to na wzrost udziału unieszkodliwiania tego typu odpadów w procesach termicznego przekształcania odpadów i innych form zagospodarowania.

Tab. 1 Wybrane właściwości paliwowe biomasy oraz tworzyw sztucznychz grupy poliolefin na przykładzie HDPE, PP, PS, LDPE - porównanie [8-9]

| Składnik | Symbol | Jednostka | Wartości parametru | | |
|-----------------|-----------|-----------|--------------------|------------------------|-------------------|
| | | | Biomasa | | Tworzywa sztuczne |
| | | | Zakres | Wartość uśredniona [9] | |
| Węgiel | C^{daf} | % | 44-51 | 47,5 | 77,81 |
| Wodór | H^{daf} | % | 5,5-7 | 6,25 | 11,99 |
| Siarka | S_t^d | % | 0,01-0,9 | 0,455 | 0,22 |
| Chlor | Cl_t^d | % | 0,01-0,7 | 0,355 | 1,4 |
| Części Lotne | V^{daf} | % | 65-80 | 72,5 | 38,5 |
| Popiół | A^d | % | 1,5-8 | 4,75 | 4,9 |
| Ciepło spalania | Q_s^a | MJ/kg | 16-20 | 18 | 43 |



Rys. 3.3 Właściwości paliwowe tworzyw sztucznych oraz biomasy [8-9].

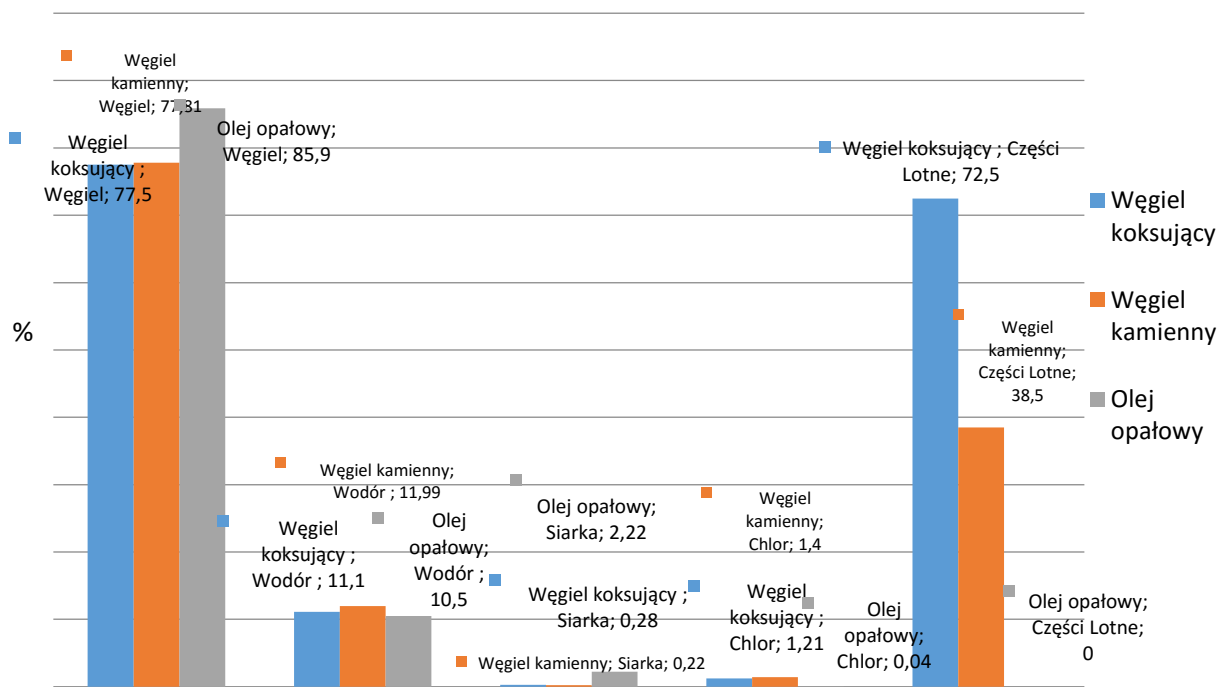
Powyższe dane prezentują jednoznacznie, że pod względem jakościowym, parametry paliwowe biomasy i tworzyw sztucznych są zróżnicowane. W szczególności, jeśli dla porównania weźmie się takie parametry jak węgiel, wodór, siarka oraz chlor. Tworzywa sztuczne cechują się niemal dwukrotnie większą zawartością węgla, wodoru oraz chloru. W przypadku pierwiastków tj. siarka dwukrotnie wyższy poziom występuje w przypadku biomasy. Jest to niekorzystne zjawisko, gdyż w przypadku schładzania spalin i spadku temperatury poniżej punktu rosy, w których związki siarki skraplają się przekształcając do kwasu siarkowego, co w rezultacie powoduje korozję siarczanową i wpływa destrukcyjnie na instalację. Znaczna ilość części lotnych w biomacie jest również niekorzystna. Znaczna część z nich osadza się na emitorach wraz z gazami odlotowymi, co w rezultacie może powodować powstawanie czap i zmniejszać światło i przekrój powodując pogorszenie procesu.

W wyniku prowadzenia procesów termicznych następuje migracja pierwiastków, co przekłada się na zróżnicowane właściwości paliwowe oraz ich przydatność pod kątem energetycznego wykorzystania. Porównując pod kątem parametru, jakim jest zawartość części lotnych niektóre rodzaje tworzywa sztucznego posiadają ich znacznie mniej (nieomal o połowę) aniżeli wybrane frakcje biomasy. Jednak na niekorzyść pod kątem paliwowym działa tutaj większa zawartość chloru będącego składnikiem agresywnym bardziej szkodliwie oddziałującym na instalację procesową.

Powyższy fakt powoduje, że w przypadku utylizacji odpadów, wysokie parametry mogą mieć wpływ na otoczenie i instalacje.

Tab.2 Wybrane właściwości paliwowe paliw konwencjonalnych i substancji pochodnych [8-10]

| Składnik | Symbol | Jednostka | Wartość średnia parametru | | |
|---------------|-----------|-----------|---------------------------|-----------------|--------------|
| | | | Węgiel koksujący | Węgiel kamienny | Olej opałowy |
| Węgiel | C^{daf} | % | 77,5 | 77,81 | 85,9 |
| Wodór | H^{daf} | % | 11,1 | 11,99 | 10,5 |
| Siarka | S_t^d | % | 0,28 | 0,22 | 2,22 |
| Chlor | Cl_t^d | % | 1,21 | 1,4 | 0,04 |
| Części Lotne | V^{daf} | % | 72,5 | 38,5 | - |
| Wart. opałowa | Q_s^a | MJ/kg | 29,5 | 26,5 | 42,6 |



Rys.3.4 Wybrane właściwości paliwowe paliw konwencjonalnych i substancji pochodnych [8-10]

Paliwa konwencjonalne (w szczególności węgle) po przekształceniu zmieniają w sposób znaczący swoje właściwości paliwowe.

Węgiel klasyfikowany jest na podstawie warunków porównywalnych poprzez: określenie części lotnych, spiekalność określaną liczbą RI (rogi) [14].

Powyższe dane jednoznacznie wskazują zależność pomiędzy wpływem procesu tworzenia a składem elementarnym. W tym przypadku najbardziej uwęglonym paliwem jest olej opałowy. Zanotowana zawartość węgla wynosi w tym przypadku 85,9%, co jest wartością o przeszło 8% większą aniżeli w przypadku pozostałych paliw.

Pierwiastki tj. wodór cechują się nieznacznymi różnicami w zawartości w wybranych paliwach, przez co, można stwierdzić, że jestona we wszystkich paliwach względnie porównywalny. Siarka odnotowuje zawartość najwyższą również w oleju opałowym, co przekłada się na negatywne działanie na instalację.

W procesie, węgiel kamienny, sam w sobie posiadać może różne poziomy zawartości substancji, co w praktyce, uwarunkowane jest warunkami geologicznymi oraz czasookresem, w jakim on powstawał. Ponadto długość trwania procesu i wyższe ciśnienie spowodowane ruchem górotworu przekłada się na korzystniejsze pod względem jakościowym kopaliny wraz z najbardziej pożądanym, lecz rzadko stosowanym w konwencjonalnej energetyce antracytem.

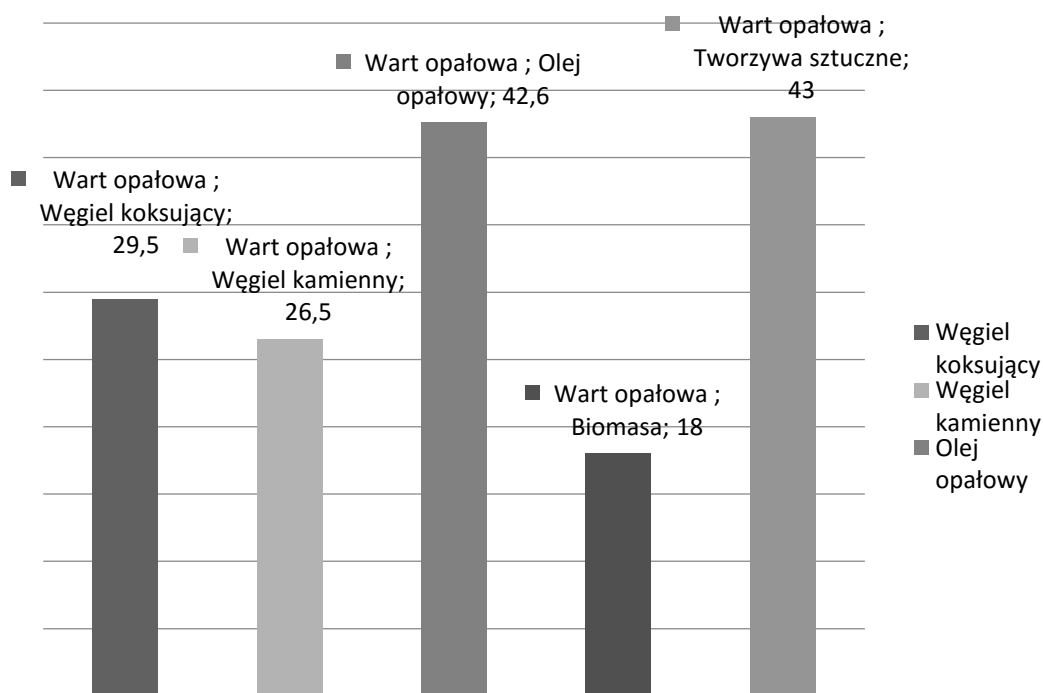
4. Podsumowanie

Paliwa konwencjonalne oraz poszczególne frakcje odpadów cechują się określonymi właściwościami paliwowymi. Wybrane poziomy pierwiastków przekładają się na odpowiednie wartości opałowe oraz ciepła spalania.

W porównaniu z właściwościami dotyczącymi frakcji odpadów, korzystnie w przypadku tych pierwszych prezentują się wyniki dotyczące wartości opałowej dla tworzywa sztucznego. Jego parametry są porównywalne z olejem opałowym stanowiącym produkt przetworzony.

Wartości te są znacznie wyższe w porównaniu z węglem kamiennym i koksującym, co prezentuje poniższa tabela pokazująca porównanie wartości opałowych omawianych paliw i odpadów.

Wartość opała MJ/kg



Rys.4.5 Wartości opałowe wybranych odpadów i paliw konwencjonalnych [8-10]

Cechą charakterystyczną jest, że żadne z paliw powyżej omawianych, nie posiadało wartości opałowej niższej niż 20 MJ/kg. Jednak, tworzywa sztuczne w wyniku ich termicznego przekształcania charakteryzują się emisją toksycznych substancji, co utrudnia ich potencjalne wykorzystanie. Jest to spowodowane koniecznością zastosowania dodatkowych rozwiązań technicznych mających na celu ograniczenie emisji zanieczyszczeń do otoczenia.

Najbardziej pożądane z punktu widzenia energetyki zawodowej są odpowiednie poziomy wartości opałowych. Porównując powyższe dane najbardziej konkurencyjne dla oleju opałowego są tworzywa sztuczne. Jednak, należy mieć na względzie, że termiczne przekształcanie tworzyw, wiąże się ze znaczną emisją toksycznych gazów odłotowych, tj. dioksyny i furany.

Wartość 18 MJ/kg dla biomasy w porównaniu z węglem kamiennym jest wartością znacznie niższą. Jednak, analizując wybrane rodzaje węgla, ich ciepło spalania nieuwzględniające ciepła, jakie możemy uzyskać z pary wodnej i spalin, pozwala nam stwierdzać, że poziom takiego uzysku ciepła może być konkurencyjny. W szczególności względem takich paliw jak: węgiel brunatny matowy oraz miękki, których ciepło spalania w przedziale 6,7-16,5 MJ/kg [13]. Jest to wartość mniejsza niż w przypadku biomasy, jednakże to medium może mieć również bardzo nieregularną strukturę, przez co wartość opałowa i ciepło spalania będą odbiegały od przytoczonych powyższych wartości.

5. Wnioski

Mocną stroną paliw zielonych, jest tzw. zerowa emisja dwutlenku węgla, co w rygorze spełnienia norm dotyczących maksymalnych poziomów emisji, jest istotnym argumentem. Pozwalają one uzyskać energię, która jest w praktyce niewyczerpalna oraz cechująca się znikomą szkodliwością w kontekście oddziaływania na środowisko.

Podsumowując, odpad stanowi ciekawą możliwość w kontekście wykorzystania do celów energetycznych.. Przy jego odpowiednim przekształceniu, oczyszczeniu oraz formowaniu, jesteśmy w stanie uzyskać paliwo dobrej jakości, z jednoczesną eliminacją z obiegu ekologicznego. Jednak, jego właściwości mogą wpływać negatywnie na instalacje. Dlatego jest konieczne stosowanie rozwiązań pozwalających na wychwyty bądź redukcję z gazów odłotowych w komorze reakcji substancji działających niszcząco na instalacje. Przy zastosowaniu rygorystycznych procedur, największą korzyścią tego stanu rzeczy, jest zmniejszenie uciążliwości dla środowiska poprzez eliminację i zapobieganie ich składowaniu. Jednocześnie uzyskujemy czystą energię pochodzącą ze źródeł praktycznie niewyczerpalnych. Wynika to z faktu, że substancje, jakimi są odpady, będą powstawały zawsze i będzie to mniej więcej skorelowane z działalnością bytową i gospodarczą człowieka.

Literatura

- [1] Ustawa o odpadach z dnia 14 grudnia 2012r., Dz.U.2013 poz. 21
- [2] Szuma K., *Z problematyki zbierania i magazynowania odpadów*, Przegląd Prawa Ochrony Środowiska 3/2012, s. 9-27
- [3] Sieja L., *Charakterystyka odpadów komunalnych na podstawie badań w wybranych miastach Polski, Ochrona powietrza i problemy odpadów*” Nr 1/2006 s.28-33
- [4] Nadziakiewicz J., Waclawiak K., Stelmach S., *Procesy termiczne utylizacji odpadów*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej Gliwice 2007
- [5] Stelmach S., Bałazińska M., *Energetyczne zagospodarowanie osadów ściekowych w powiązaniu z produkcją energii elektrycznej – materiały konferencyjne*; Konferencja Krajowa – Odpady – Nowa Energia – Energetyczna perspektywa gospodarki wodno-ściekowej i gospodarki odpadami – Nowa perspektywa dla biznesu i Innowacji w regionie.
- [6] Puig-Arnavat M., Bruno J.C., Coronas A., *Review and analysis of biomass gasification models*, Renewable and Sustainable Energy Reviews nr 14/2010 s. 2841-2851.,
- [7] Główny Urząd Statystyczny, Departament Handlu i Usług, Infrastruktura komunalna w 2013 r., Warszawa 2014 (<http://stat.gov.pl>)
- [8] Skorek A., Borecki M., Ostrowska-Popielska P., *Wybrane odpady tworzyw sztucznych jako źródła paliw alternatywnych w przemyśle metalurgicznym*, Prace Instytutu Metalurgii Żelaza IMŻ 4 (2012) s.47-57
- [9] Kubica K., Ściążko M., Raińczak J., *Współspalanie biomasy z węglem*, Conference proceedings, IChPW, Zabrze, XVII Conference: Energy and Energy sources in domestic economy, Zakopane, 5-8.10.2003
- [10] PKN Orlen, Olej grzewczy opałowy Ekoterm plus broszura producenta [dostęp październik 2015], [<http://www.orklen.pl/PL/DlaBiznesu/Paliwa/OlejeOpalowe/Strony/OlejGrzewczyEkotermPlus.aspx>];

- [11]Kotlicki T., Wawszczak A., Spalanie odpadów w kotłach energetycznych, *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 35, Zeszyt 3, 2011
- [12]Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 7 września 2005 r. w sprawie kryteriów oraz procedur dopuszczania odpadów do składowania na składowisku odpadów danego typu (Dz.U. z 2005 r., Nr 186, poz.1552, zmiany: Dz.U. z 2007 r., Nr 121, poz. 832)
- [13]Libicki J., Szczepiński J., *Międzynarodowy System Klasyfikacji Węgla oraz Rozporządzenie Rady w Sprawie Pomocy Publicznej dla Przemysłu Węglowego*, Węgiel Brunatny 2007 nr 2/59
- [14]Lorenz U., *Gospodarka węglem kamiennym energetycznym*, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków 2010
- [15]Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 267, poz. 2656).
- [16]Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.
- [17]Sobolewski A., Kotowicz J., Matuszek K., Iluk T., *Reaktory zgazowania biomasy w układach CHP – przyszłość energetyki odnawialnej w Polsce*, *Polityka Energetyczna*, Tom 14, Zeszyt 2, 2011, s.349-360
- [18]J. Iwańska, Martin M., Romkowska E., Siemieniuk B.: *Leksykon naukowo-techniczny*. Warszawa: WNT, 2001
- [19]Tomeczek J., *Zgazowanie Węgla, Skrypty centralne Nr 1551/4*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1991
- [20]Czop M., *Tests of basic fueling properties of polyolefin wastes*, *Archives of Waste Management and Environmental Protection*, vol.15 issue 3(2013) p.71-80

VII Efektywność małej elektrowni wodnej na wybranym przykładzie

Guźda Arkadiusz ¹, Szmolke Norbert ²;

¹ Politechnika Opolska w Opolu, Wydział Mechaniczny, 45-271 Opole, ul. Mikołajczyka 5
tel. 77 449-83-88, a.guzda@doktorant.po.edu.pl

² Politechnika Opolska w Opolu, Wydział Mechaniczny, 45-271 Opole; ul. Mikołajczyka 5,
tel. 77 449-83-91, n.szmolke@po.opole.pl

Streszczenie

W pracy zostało omówione jedno z odnawialnych źródeł energii - mała energetyka wodna. Przedstawiono podział wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce i Europie oraz udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w kraju. Omówiony został podział małej energetyki wodnej wraz z krótką charakterystyką. Ponadto autorzy omówili szczegółowo oddziaływanie MEW na środowisko na etapie budowy i eksploatacji instalacji. Została opisana istniejąca mała elektrownia wodna znajdująca się w Bliszczycach na Opolszczyźnie, wraz z przedstawieniem ilości wyprodukowanej energii elektrycznej. Oprócz tego autorzy wyznaczyli orientacyjną sprawność w poszczególnych miesiącach tej elektrowni wraz z przychodami przez nią generowanymi.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, małe elektrownie wodne, sprawność

1. Wprowadzenie

Energetyka światowa (w tym również polska) opiera się głównie na wykorzystywaniu paliw kopalnych, do których można zaliczyć: węgiel, gaz ziemny, ropa naftowa czy też uran 235. Technologie wytwarzania energii elektrycznej w Polsce przede wszystkim opierają się na spalaniu paliw kopalnych tj. węgla brunatnego i kamiennego; ten ostatni pokrywa 56% naszego zapotrzebowania i jeszcze długo będzie dominować w zabezpieczeniu energetycznych potrzeb kraju [1].

Podczas procesu spalania, oprócz wytwarzania energii elektrycznej (w przypadku elektrowni) czy energii elektrycznej i ciepłej (w elektrociepłowni), następuje produkcja wielu szkodliwych produktów ubocznych, do których zalicza się: dwutlenek węgla, tlenki azotu, tlenki siarki, pyły i popioły. Wraz z postępem technologicznym ilość substancji uwalniających się do atmosfery ulega zmniejszeniu, niemniej jednak nie można zapomnieć, że wykorzystywanie nowoczesnych technologii niesie za sobą duże koszty inwestycyjne. W ostatnich latach wokół tematu emisji dwutlenku węgla toczyły się zawzięte dyskusje na forum międzynarodowym [2]. Coraz częściej nowe regulacje prawne nakazują również zwiększenie udziału OZE w produkcji energii elektrycznej. Możliwości wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych jest wiele. W energetyce światowej wykorzystuje się [2]:

- 1) energie promieniowania słonecznego:
 - a) absorbery do konwersji energii promieniowania na ciepło,
 - b) ogniwa fotowoltaiczne do konwersji energii promieniowania na energię elektryczną;
- 2) ciepło pochodzące z gruntu:
 - a) wody geotermalne,
 - b) wykorzystanie ciepła zgromadzonego przy powierzchni Ziemi (powietrze, woda, grunt);
- 3) energię wód powierzchniowych w postaci:
 - a) spadków wód: zapory na rzekach, układy zapór i zbiorników szczytowo-pompowych,
 - b) pływów: przyprływy i odpływy oceanów,
 - c) prądów morskich,
 - d) falowania powierzchni wód mórz i oceanów,

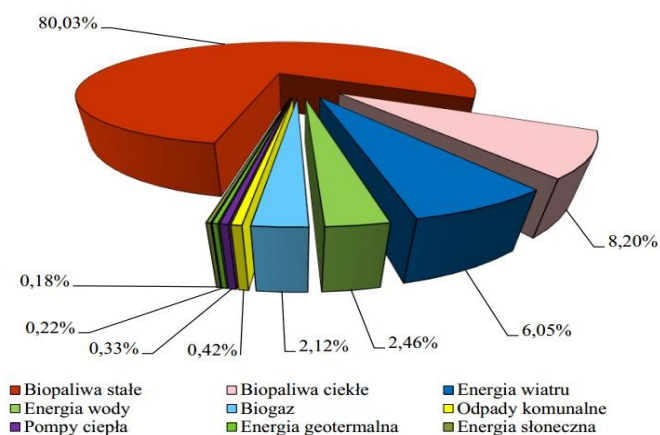
- e) zjawiska dyfuzji (wykorzystanie czasowo przestrzennej różnicy stężeń związków chemicznych występujących w zbiornikach wodnych);
- 4) energię wiatru:
 - a) konwersja energii kinetycznej wiatru w energię mechaniczną lub elektryczną;
- 5) biomasę
 - a) energetyczne wykorzystanie ziemskiej flory poprzez bezpośrednie spalanie, wytwarzanie paliw płynnych i zgazowanie;
- 6) ogniwa paliwowe:
 - a) wytwarzanie energii elektrycznej w procesie elektrochemicznej reakcji utleniania w ogniwie galwanicznym;
- 7) wodór:
 - a) jako główny czynnik zasilający ogniwa paliwowe.

Sprawność wytwarzania energii elektrycznej poszczególnych systemów jest uwarunkowana od wielu czynników; dla elektrowni wiatrowych sprawność przetwarzania energii wiatru na energię elektryczną wynika z iloczynu sprawności turbiny i prądnicy, wynosi ona około 60%. Z kolei ogniwa fotowoltaiczne, których zadaniem jest przekształcanie energii promieniowania na energię elektryczną posiadają stosunkowo niską sprawność, wynosi ona (dla amorficznego ogniwa krzemowego) 21%. Dla ogniw paliwowych (w zależności od rodzaju elektrolitu) sprawność wynosi w granicach 35%-60% [3]. Obecnie użytkowane w Polsce konwencjonalne elektrownie węglowe charakteryzują się sprawnością wytwarzania nie przekraczającą 46% [4]. Omawiane w niniejszym artykule elektrownie wodne mogą osiągać sprawność w granicy 51%-87%. Na wydajność dla małego turbosespołu wpływają poszczególne sprawności: turbiny, generatora i przekładni.

W artykule przedstawiono udziały wytworzonej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce i wszystkich krajów Unii Europejskiej, ponadto zostanie ukazana dynamika wykorzystania OZE w produkcji energii elektrycznej na przestrzeni ostatnich lat. Głównym celem niniejszego artykułu jest scharakteryzowanie małej elektrowni wodnej, znajdującej się w województwie opolskim. Zostanie przeprowadzona analiza efektywności ekonomicznej elektrowni znajdującej się w Bliszczycach, na rzece Młynówka.

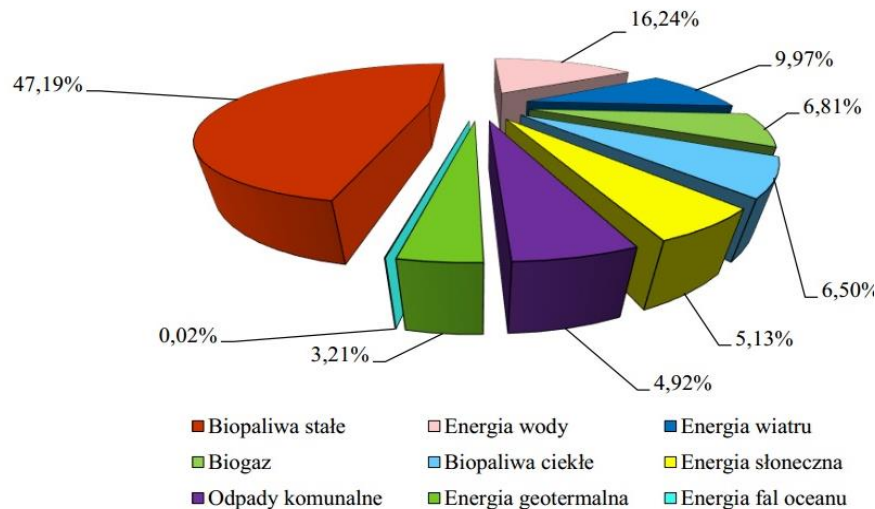
2. Energia ze źródeł odnawialnych w Polsce

W Polsce energię pochodzącą ze źródeł odnawialnych, w 2013 roku, w szczególności pozyskano z biopaliw stałych, biopaliw ciekłych, z energii wiatru, energii wody i biogazu. Najmniej energii uzyskano z energii słonecznej (0,18%) oraz energii geotermalnej (0,22%), natomiast najwięcej z biopaliw stałych (80,03%). Na rys.2.1 pokazano udział poszczególnych źródeł energii odnawialnych w całkowitym bilansie OZE w Polsce, wg [5].



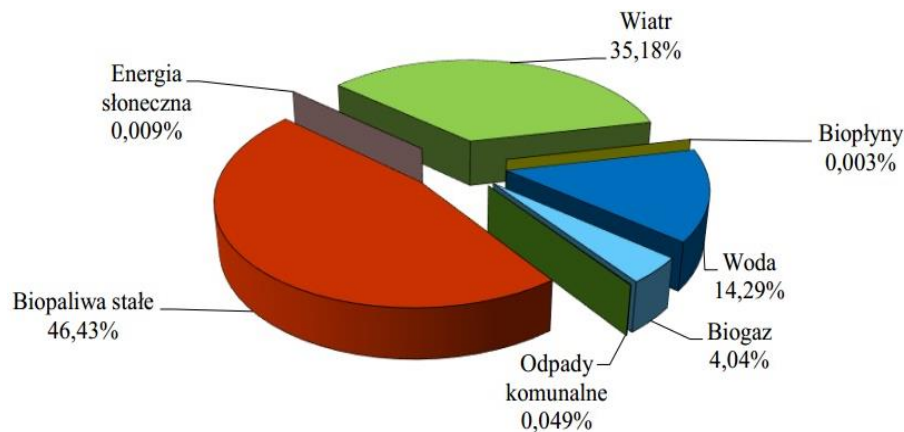
Rys. 2.1 Energia ze źródeł odnawialnych w Polsce, 2013 [5]

Dla porównania wśród wszystkich krajów Unii Europejskiej, w 2012 roku, rozkład źródeł jest bardziej wyrównany. Prym, podobnie jak w Polsce wiodą biopaliwa stałe, natomiast na drugim miejscu plasuje się energia wody, co pokazano na rys. 2.2 [5]. Najmniej energii pochodzi z energii fal oceanu (0,02%), a najwięcej z biopaliw stałych (47,19%).



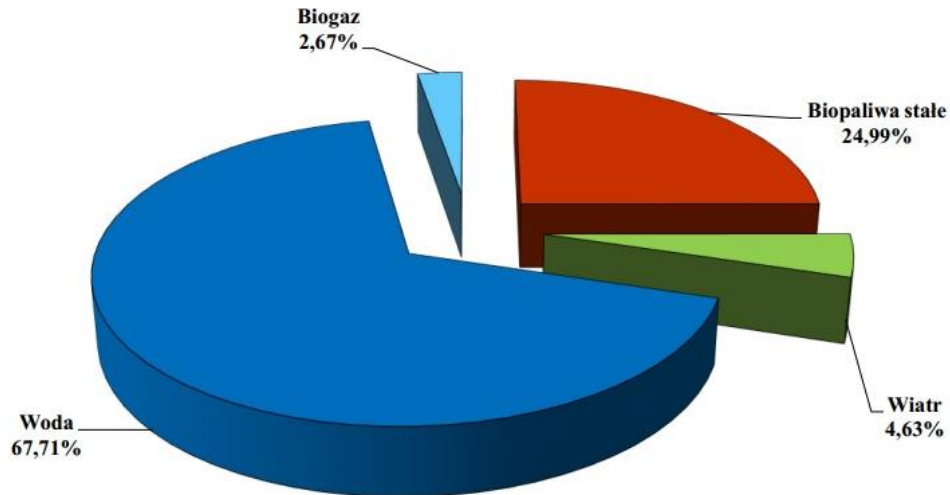
Rys. 2.2 Energia ze źródeł odnawialnych w UE, 2012 [5]

W Polsce energia elektryczna wytworzona z OZE, w 2013 roku pochodziła głównie ze współspalania biopaliw stałych (46,4%), energii wiatru (35,2%) i energii wody (14,3%), co pokazano na rys. 2.3 [5]. Najmniej energii elektrycznej wytworzono w 2013 roku z energii słonecznej (0,009%) i odpadów komunalnych (0,049%).



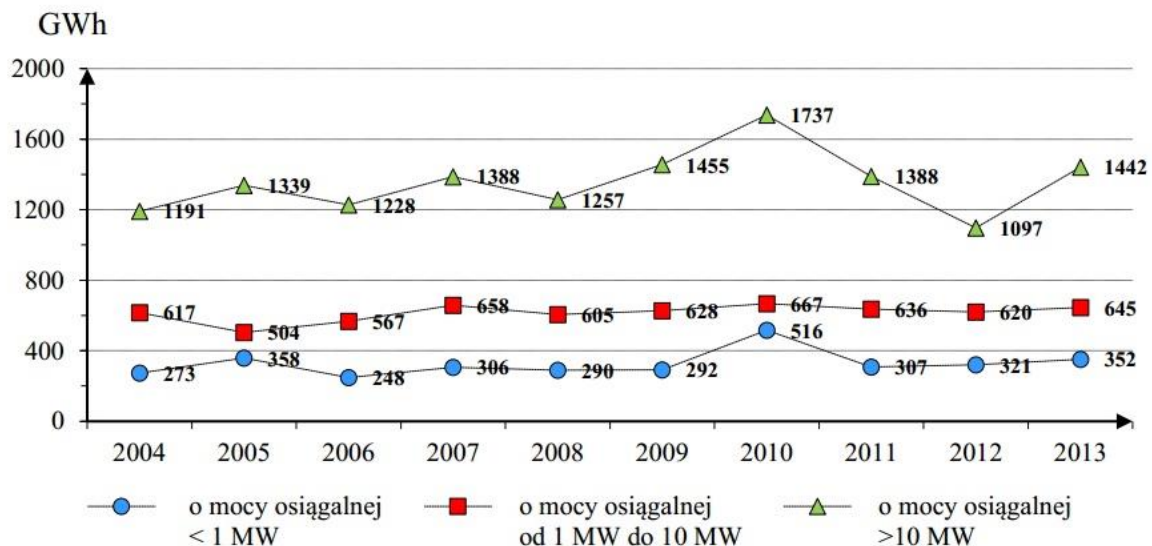
Rys. 2.3 Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce, 2013 [5]

Na rys. 2.4 [5] przedstawiono udział odnawialnych źródeł energii w wytwarzaniu energii elektrycznej w roku 2004. Można zauważyć, że niektóre źródła nie były kwalifikowane w zestawieniu tj. energia elektryczna, odpady komunalne oraz biopłynny. W porównaniu z rokiem 2013, znacząco spadł (ponad 50%) udział energetyki wodnej w wytwarzaniu energii (67,71% - 2004 r., 14,29% - 2013r.). Wzrost zanotowały: biopaliwa stałe (24,99% - 2004 r., 46,43% - 2013r.), wiatr (4,63% - 2004 r., 35,18% - 2013r.) oraz biogaz (2,67% - 2004 r., 4,04% - 2013r.).



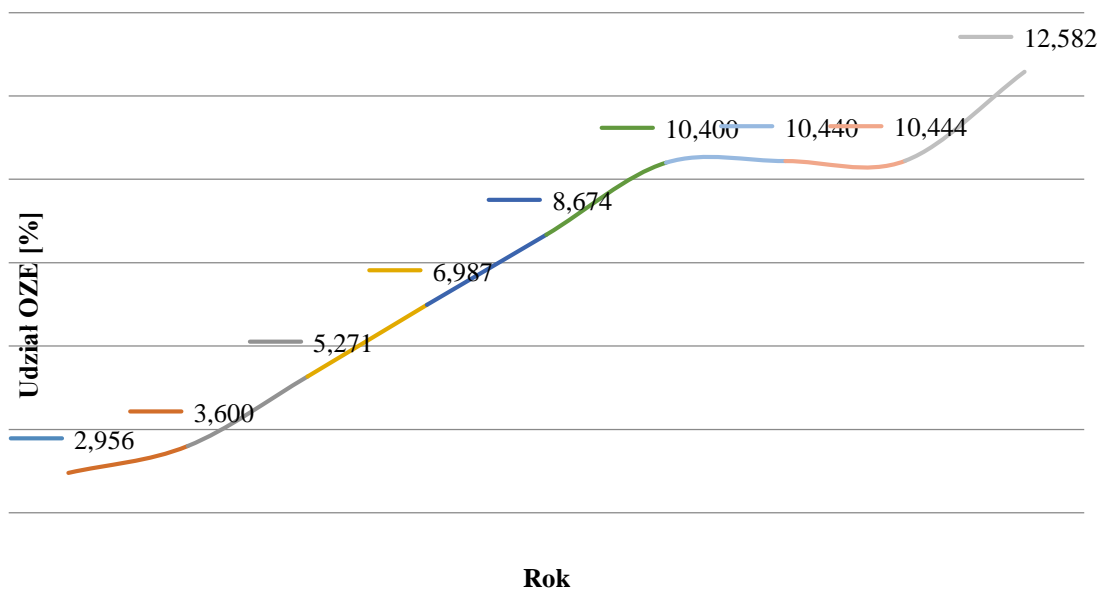
Rys. 2.4 Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce, 2004 [6]

Na rys. 2.5 przedstawiono wykres produkcji energii elektrycznej, wyprodukowanej przez elektrownie wodne w latach 2004-2013. Można stwierdzić, że wytwarzanie energii elektrycznej odbywało się bez większych wahań, w przypadku elektrowni o mocy osiągalnej 1 MW-10 MW. Największą różnicę uzyskano w 2010 r., w którym wyprodukowano 516 GWh z elektrowni o mocy < 1 MW, dla porównania w roku 2009 i 2011, wyniosła ona kolejno 292 i 307 GWh. W przypadku elektrowni o mocy powyżej 10 MW, najwięcej energii również wyprodukowano w 2010 roku (1737 GWh), najmniej natomiast w 2012 roku (1097 GWh). Różnica ta wynikała z korzystnych warunków atmosferycznych panujących w 2010 roku.



Rys. 2.5 Produkcja energii elektrycznej z elektrowni wodnych w Polsce, 2004-2013 [8]

W związku z wejściem Polski do Unii Europejskiej, zmuszeni jesteśmy do zwiększania udziału energii elektrycznej pochodzącej z OZE w krajowej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. W 2005 r. udział OZE wykonany według umorzonych świadectw pochodzenia wraz z opłatą zastępczą wyniósł 2,956 %, natomiast w 2013 r. było to już 12,582%. Dynamikę wzrostu udziału produkcji energii elektrycznej z OZE w latach 2005-2013 przedstawiono na rys. 2.6 [8].



Rys. 2.6 Udział energii elektrycznej z OZE w krajowej sprzedaży energii elektrycznej w Polsce, 2005-2013 [8]

3. Charakterystyka małych elektrowni wodnych (MEW)

Zadaniem małej elektrowni wodnej jest przetworzenie energii potencjalnej w energię kinetyczną, poprzez wprowadzenie w ruch obrotowy turbiny wodnej, która z kolei napędza generator [6]. Jednym z kryterium kategoryzacji małej energetyki wodnej jest moc zainstalowana; elektrownia wodna w Polsce, aby mogła zostać zaliczona do małej energetyki wodnej nie może przekroczyć 5 MW mocy zainstalowanej; dla przykładu we Francji, Niemczech i Austrii jest to 10 MW. Oprócz podziału według mocy, małe elektrownie wodne dzielimy według spadów. Podział MEW wg kryterium mocy wygląda następująco [3]:

- a) mikroenergetyka > 70 kW,
 - b) makroenergetyka > 100 kW,
 - c) mała energetyka < 5 MW,
- wg na spad [3]:
- a) derywacyjne,
 - b) pływające po rzece,
 - c) niskospadowe 2 - 20 m,
 - d) średnospadowe < 150 m,
 - e) wysokospadowe > 150 m.

Tab. 1 Porównanie turbin najczęściej używanych w MEW [5,10]

| Nazwa | Typ turbiny | Zalecany spad [m] |
|----------------|-------------|-------------------|
| Francisa | reakcyjna | 5 - 500 |
| Kaplana | reakcyjna | < 75 |
| Peltona | akcyjna | < 2000 |
| Banki-Michella | akcyjna | 2-50 |

Małe elektrownie wodne na ogół wytwarzają energię elektryczną na potrzeby lokalne. Ważną cechą MEW jest to, że mogą one przyczynić się do polepszenia zdegradowanego środowiska, gdyż za pomocą śluz i stawów stanowią swoistą zaporę wodną; dzięki temu może zmienić się na lepsze bilans hydrologiczny i hydrobiologiczny kraju [3].

Istotnym elementem w elektrowni wodnej jest jej turbina, która ma za zadanie zamianę energii kinetycznej lub potencjalnej wody w pracę użyteczną. Stosuje się dwa rodzaje turbin: akcyjną, wykorzystującą prędkość wody oraz reakcyjną, które dodatkowo wykorzystują różnicę ciśnień.

4. Oddziaływanie na środowisko małych elektrowni wodnych

Pobór wody w celu zasilenia łopatek turbiny w sposób niekontrolowany może prowadzić do poważnych konsekwencji, powoduje np. wysuszenie odcinka cieką doprowadzającego, wpływając bezpośrednio na biocenozę wodną. Celem uniknięcia takiego zdarzenia zastrzega się pozostawienie bezpiecznego przepływu nienaruszalnego lub ekologicznego, przez co rozumie się minimalną ilość wody, jaka powinna przepływać w danym przekroju poprzecznym rzeki. Na określenie przepływu nienaruszalnego ma wpływ [7]:

- zachowanie życia biologicznego w wodach płynących,
- wymagania wędkarskie,
- ochrona przyrody,
- wymagania dotyczące sportu i turystyki wodnej,
- zachowanie piękna krajobrazu.

Bardzo istotną rzeczą jest staranne wyznaczenie przepływu nienaruszalnego, ponieważ przy zbyt niskiej jego wartości może dojść do nieodwracalnych strat w środowisku wodnym cieką. Z drugiej strony, zbyt wysoko określona wartość ma bezpośrednie negatywne przełożenie na produkcję energii elektrycznej w małej elektrowni wodnej, co prowadzi do zmniejszenia przychodów pieniężnych z elektrowni. Wpływ małych elektrowni wodnych na produkcję energii elektrycznej jest uwarunkowane miejscem usytuowania elektrowni oraz rodzajem użytej technologii. Dla przykładu derywacyjna elektrownia o wysokim spadzie, w terenie górskim wpływa niekorzystnie na środowisko, niż elektrownia o niewielkim spadzie. Rozbudowa czy usprawnienie istniejących już elektrowni wodnych, która uważana jest za działanie priorytetowe w Europie [7], oddziaływane inaczej niż budowa nowego obiektu. Rozpatrzmy przypadek elektrowni wodnej, w której woda zostaje kierowana poza koryto rzeki na dalekim odcinku. Dla tak określonego rozwiązania, w odcinkach rzek następuje pozbawianie (w stopniu długotrwałym) części naturalnego krążenia wody w obiegu. W tabelach 2 i 3 [7] zestawiono opis niektórych oddziaływań MEW, wpływających na środowisko podczas budowy i ich eksploatacji. Można zauważyć, że największy priorytet (cel o najwyższym, pierwszoplanowym znaczeniu) podczas budowy ma czasowa derywacja wody oraz korzystanie z ciężkiego sprzętu czy samochodów. Wpływają one niekorzystnie na zmiany w środowisku i są źródłem hałasu. Oddziałują bezpośrednio na dziką przyrodę, społeczeństwo i ekosystem wodny. Z kolei podczas eksploatacji największy priorytet ma produkcja energii odnawialnej, gdyż pozytywnym skutkiem tego oddziaływania jest redukcja zanieczyszczeń. Zatrzymanie biegu cieką czy też modyfikacja natężenia przepływu oddziałują na ekosystem wodny oraz ryby w nim żyjące.

Tab. 2 Oddziaływanie na środowisko podczas budowy, wg [7]

| Czynniki występujące | Przedmiot oddziaływania | Oddziaływanie | Priorytet |
|---------------------------|--------------------------|------------------------|-----------|
| Wycięcie istniejącej ro- | Lasy | Zmiana habitatu | Średni |
| Powiększenie istnieją- | Społeczeństwo | Nowe możliwości roz- | Średni |
| Wykonywanie wałów | Fauna i flora wodna, hy- | Zakłócenie hydrauliki | Średni |
| Pogłębianie cieków wod- | Ekosystem wodny | Zmiana habitatu | Średni |
| Czasowa derywacja | Ekosystem wodny | Zmiana habitatu | Wysoki |
| Korzystanie z ciężkiego | Dzika przyroda, społe- | Hałas | Wysoki |
| Budowa dróg i stacji roz- | Naturalna przyroda, spo- | Ingerencja w krajobraz | Niski |

Tab. 3 Oddziaływanie na środowisko podczas eksploatacji, wg [7]

| Czynniki występujące | Przedmiot oddziaływa- | Oddziaływanie | Priorytet |
|---------------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------|
| Produkcja energii odna- | Społeczeństwo | Redukcja zanieczyszczeń | Wysoki |
| Zatrzymanie biegu ciekłu | Ekosystem wodny | Modyfikacja habitatu | Wysoki |
| Stale prace w korycie | Ekosystem wodny | Modyfikacja habitatu | Wysoki |
| Pobór wody z ciekłu | Ekosystem wodny | Modyfikacja habitatu | Wysoki |
| Wały | Ekosystem wodny, | Zakłócenie środowiska | Niski |
| Modyfikacja natężenia przepływu | Ryby | Modyfikacja habitatu | Wysoki |
| | Rośliny | Modyfikacja habitatu | Średni |
| | Społeczeństwo | Zmiany warunków rekre- | - |
| Usuwanie materiału zale- | Ekosystem wodny, | Poprawa jakości wody | Wysoki |

5. Elektrownie wodne w województwie opolskim

W województwie opolskim znajduje się łącznie 37 przepływowych elektrowni wodnych o mocy w granicach od 0,01 MW do 6,46 MW. Ogólna moc wszystkich elektrowni wodnych w województwie na dzień 31.05.2015 roku to 31,229 MW [8].

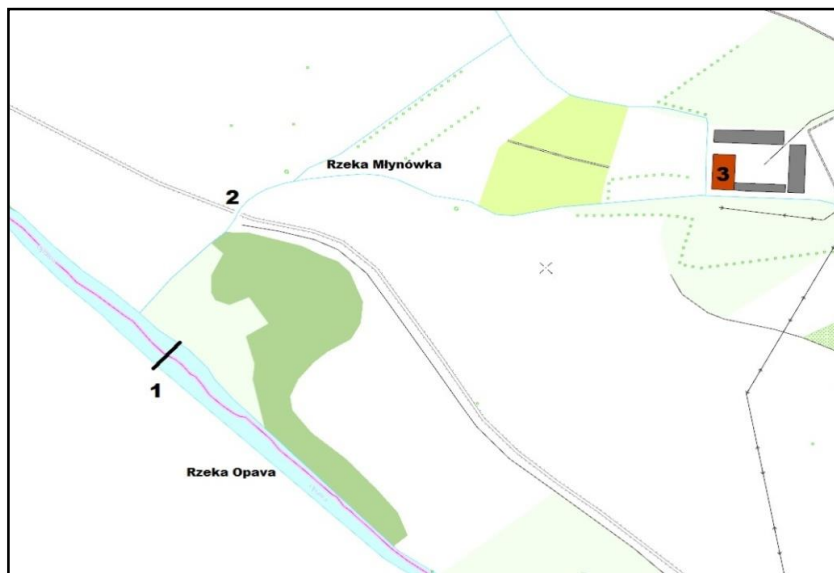
Odnosząc się do tabeli nr 4, w której zestawiono ilość i moc instalacji w powiatach Opolszczyzny, łatwo można zauważyć, że pod względem liczebności prym wiodą elektrownie o mocy do 0,3 MW, których jest 19 a ich łączna moc wynosi 1,861 MW. Następne są elektrownie o mocy do 5 MW, ich liczba w skali województwa wynosi 12 instalacji, a moc to 19,062 MW, kolejne są instalacje do 1 MW, których jest 5, a moc tych instalacji to 3,66 MW. Ostatnią grupę stanowią elektrownie o mocy do 10 MW, do tej grupy zalicza się tylko jedna elektrownia wodna w powiecie nyskim na rzece Nysa Kłodzka, a jej moc to 6,46 MW. W dwóch powiatach: kluczborskim i prudnickim, nie działają żadne wodne elektrownie przepływowe.

Tab. 4 Wodne elektrownie przepływowe w woj. opolskim [8]

| Powiat | ILOŚĆ INSTALACJI | | | | MOC INSTALACJI [MW] | | | |
|-------------------------|------------------|---------|---------|----------|---------------------|---------|---------|----------|
| | do 0,3 MW | Do 1 MW | do 5 MW | do 10 MW | do 0,3 MW | Do 1 MW | do 5 MW | do 10 MW |
| brzeski | 2 | 1 | 3 | 0 | 0,6 | 0,4 | 4,542 | 0 |
| głubczycki | 3 | 0 | 0 | 0 | 0,137 | 0 | 0 | 0 |
| kędzierzyńsko-kozielski | 2 | 1 | 0 | 0 | 0,15 | 1 | 0 | 0 |
| kluczborski | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| krapkowicki | 2 | 1 | 3 | 0 | 0,122 | 0,5 | 3,92 | 0 |
| namysłowski | 1 | 0 | 0 | 0 | 0,042 | 0 | 0 | 0 |
| nyski | 3 | 1 | 3 | 1 | 0,53 | 0,76 | 6,14 | 6,646 |
| oleski | 1 | 0 | 0 | 0 | 0,01 | 0 | 0 | 0 |
| m. Opole | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1,06 | 0 |
| opolski | 3 | 1 | 2 | 0 | 0,132 | 1 | 3,4 | 0 |
| prudnicki | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| strzelecki | 2 | 0 | 0 | 0 | 0,138 | 0 | 0 | 0 |

5.1. Opis wybranego przypadku małej elektrowni wodnej

Omawiana w niniejszym artykule mała elektrownia wodna zlokalizowana jest w województwie opolskim, w powiecie głubczyckim, w miejscowości Bliszczycach. Elektrownia znajduje się w starym młynie nad Młynówką pobierającą wodę z rzeki Opawa. Lokalizacja omawianej elektrowni (oznaczona, jako 3) została przedstawiona na rys. 5.1.1. Ponadto oznaczono na nim służę na Młynówce w wale przeciwpowodziowym (2) oraz jaz na rzece Opawa (1).



Rys. 5.1.1 Położenie elektrowni w Bliszczycach, mapa zaczerpnięta z Geoportalu

- 1 - jaz na rzece Opawa,
- 2 - służa na rzece Młynówka,
- 3 - budynek elektrowni.

W 1998 roku właściciel budynku, w którym znajduje się opisana mała elektrownia wodna, po uzyskaniu wszelkich pozwoleń, uruchomił elektrownię. Wyposażona ona jest w turbinę Francisa o osi zorientowanej pionowo. Przepływ maksymalny wody przez turbinę wynosi $1.5 \text{ M}^3/\text{s}$. Jest to turbina ze stałymi łopatkami wirnika i nastawnymi łopatkami kierownicy. Dopływ wody do turbiny odbywa się w sposób promieniowy, odpływ z kolei w kierunku osiowym. Turbina napędza generator za pomocą przekładni pasowej. Widok pomieszczenia technicznego, w którym znajduje się turbina wraz z generatorem pokazano na rys. 5.1.2.



Rys. 5.1.2 Pomieszczenie techniczne elektrowni

Wysokość spadu analizowanej elektrowni wynosi 2,2 m. Na rys 5.1.3 strzałką oznaczono by-pass, który ma za zadanie upust wody, wówczas, gdy niezachowany jest przepływ biologiczny oraz w przypadku zbyt dużego strumienia cieczy napierającego na turbinę, co może mieć miejsce na przykład podczas gwałtownych opadów.



Rys. 5.1.3 Dolna woda elektrowni

Kanał dolotowy, który pokazano na rys. 5.1.4 ma szerokość 4 metrów oraz głębokość 1,5 m. Na kanale zainstalowana jest krata ochronna, która ma za zadanie ograniczenie przedostawania się ciał stałych i osadów do układu elektrowni wodnej. Czyszczenie kraty odbywa się w sposób ręczny.



Rys. 5.1.4 Górna woda elektrowni

Długość Młynówki od ujęcia usytuowanego powyżej jazu na rzece Opava (rys. 5.1.5) do jej ujścia do rzeki Opava wynosi 2500 m (elektrownia znajduje się 400 m od ujęcia wody z rzeki Opava). Dzięki spiętrzeniu wody wywołanego przez jaz na rzece, elektrownia wodna może przekształcić energię potencjalną wody w energię kinetyczną. Szerokość kanału jest na całej długości stała i wynosi około 4 metry. Na rys. 5.1.6 przedstawiono widok śluzy w wale przeciwpowodziowym. Ma ona za zadanie regulację przepływu w cieku wodnym do małej elektrowni wodnej.



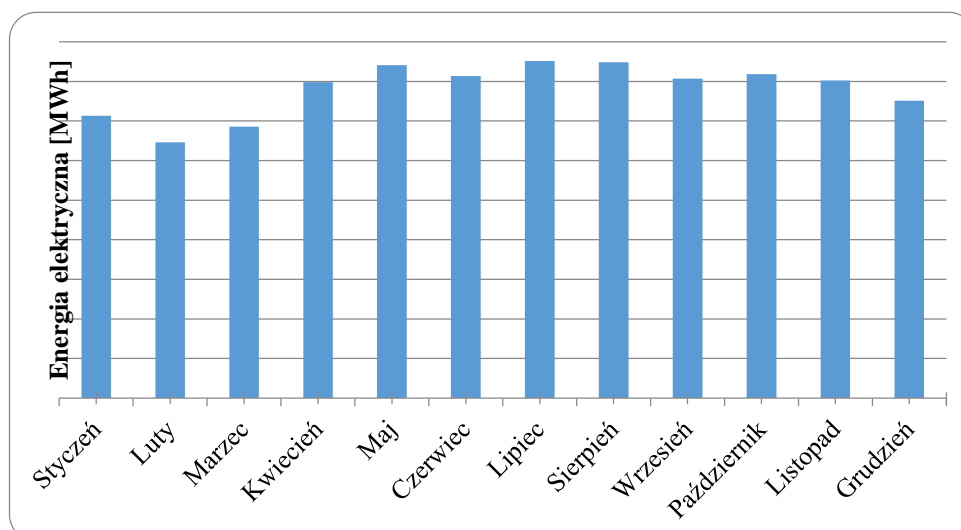
Rys. 5.1.5 Jaz na rzece Opava w Bliszczycach



Rys. 5.1.6 Widok śluzy w wale przeciwpowodziowym

5.2. Efektywność MEW w Bliszczycach

Na podstawie informacji uzyskanych od właściciela, wydana przez Urząd Regulacji Energetyki koncesja na moc zainstalowaną tej elektrowni wodnej nie może przekroczyć 21 kW. Na rys. 5.2.1 pokazano charakterystykę produkcji energii elektrycznej przez MEW w Bliszczycach w 2014 roku.



Rys. 5.2.1 Energia elektryczna wyprodukowana przez MEW w Bliszczycach w 2014 r.

Analizując wartości pokazane na rys. 5.2.1 zauważa się, że ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w 2014 roku była różna w poszczególnych miesiącach; najbardziej zbliżone pod względem wyprodukowanej energii są miesiące letnie i jesiennie. Największa różnica występuje pomiędzy lutym, a lipcem i wynosi ona około 4MWh. Wartość ta spowodowana jest bardzo małą sumą opadów, która nie przekroczyła 20mm w lutym, dla porównania w lipcu oscylowała w granicach 100mm[11]. Średnioroczna wartość wytworzonej energii przez MEW w Bliszczycach to 16,63 MWh. Ilość sprzedanej energii w poszczególnych miesiącach, przy cenie skupu 1 MWh za 181,55 zł przedstawiono w tab.5. Warto dodać, iż cena skupu 1 MWh na przestrzeni ostatnich 3 lat charakteryzuje się tendencją spadkową [8]:

- 2013r – 201,36 zł/MWh,
- 2014r – 181,55 zł/MWh,
- 2015r – 163,58 zł/MWh.

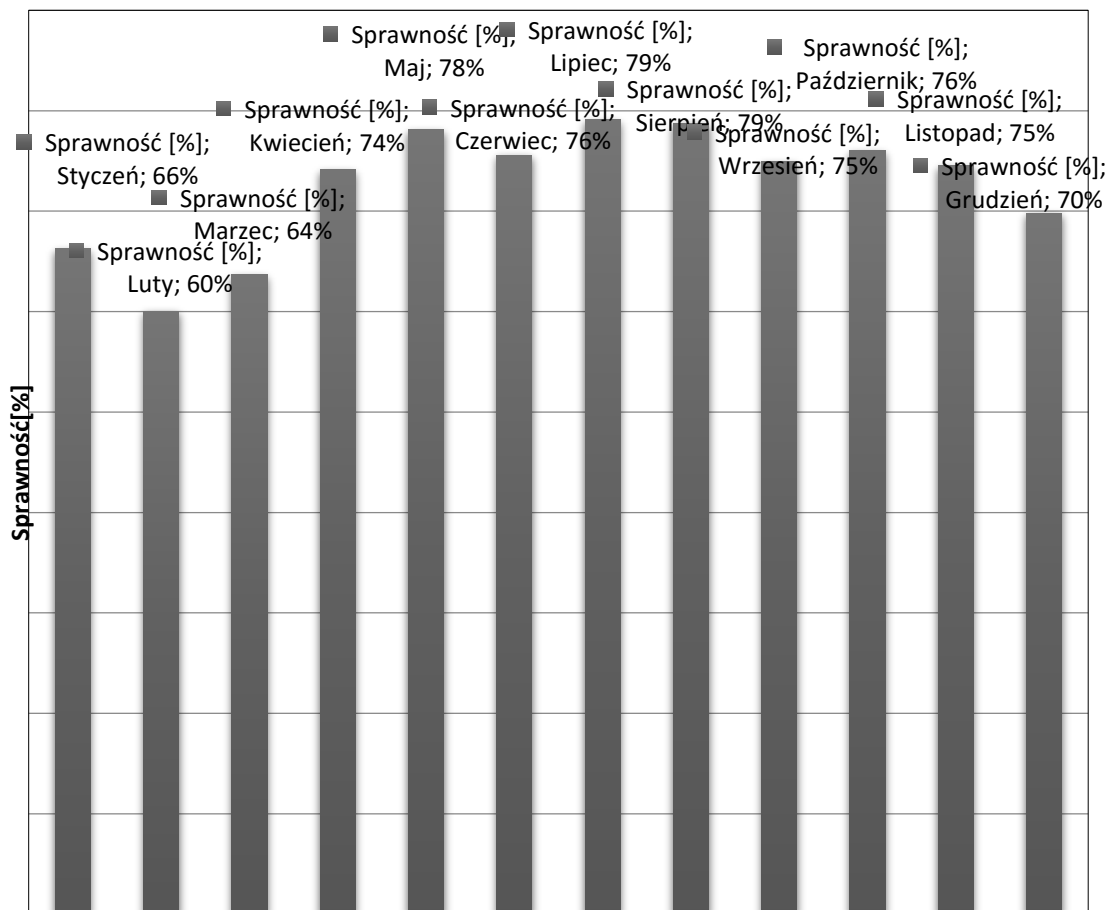
Tab. 5 Wartość sprzedanej energii w roku 2014

| Miesiąc | Wartość sprzedanej energii [zł] |
|--------------|---------------------------------|
| Styczeń | 2 590,72 |
| Luty | 2 345,81 |
| Marzec | 2 489,60 |
| Kwiecień | 2 896,81 |
| Maj | 3 053,85 |
| Czerwiec | 2 954,73 |
| Lipiec | 3 091,43 |
| Sierpień | 3 078,36 |
| Wrzesień | 2 929,67 |
| Październik | 2 971,79 |
| Listopad | 2 913,51 |
| Grudzień | 2 727,79 |
| RAZEM | 34 044,07 |

Elektrownia w ciągu roku 2014 wyprodukowała 187,52 MWh energii elektrycznej, co przekłada się na przychód rzędu 31453,35 zł. Należy wspomnieć również, że produkcja energii elektrycznej z MEW niesie ze sobą inne korzyści finansowe. Przy wyprodukowaniu 1 kWh energii elektrycznej otrzymujemy jedno prawo majątkowe. Ceny praw majątkowych są zmienne i zależą od wielu czynników. Ilość praw majątkowych odpowiada ilości energii wykazanej w świadectwie pochodzenia. Świadectwo jest dowodem wyprodukowania ilości energii elektrycznej w licencjonowanym źródle odnawialnym (bądź kogeneracyjnym), wydaje się je na wniosek wytwórcy OZE przez prezesa URE, po wcześniejszym potwierdzeniu faktycznej dostawy energii do systemu elektroenergetycznego u operatora, na którego obszarze działania znajduje się MEW.

Prawa majątkowe stanowią towar giełdowy i mogą być sprzedawane na Towarowej Giełdzie Energii S.A. na specjalnie do tego zorganizowanym Rynku Praw Majątkowych. Koszt praw majątkowych to 116,35 PLN/MWh [9]. Oparcie systemu sprzedaży praw majątkowych na Towarowej Giełdzie Energii, niesie za sobą następujące korzyści [9]:

- jawne, przejrzyste reguły zawierania i rozliczania transakcji,
- bezpieczeństwo obrotu (nadzór Komisji Nadzoru Finansowego),
- wyznaczenie rynkowej ceny notowanych praw majątkowych,
- jednakowy dostęp do informacji rynkowych i jednakowe warunki uczestnictwa dla wszystkich podmiotów.



Rys. 5.2.2 Rozkład miesięcznych sprawności MEW w Bliszczycach w roku 2014

Znając ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez małą elektrownie wodnąw poszczególnych miesiącach, można łatwo, przy pewnych założeniach, obliczyć sprawność analizowanej elektrowni; określa się ją wzorem [3]

$$E = gQH\eta\tau \quad (5.1.)$$

Gdzie:

E - energia elektrowni wodnej [kWh],
 g = 9,81 - przyspieszenie ziemskie [m/s²],
 Q - objętościowe natężenie przepływu [m³/s],
 H - spad [m],
 η - sprawność,
 τ - średni czas pracy w ciągu miesiąca [h].

Po przekształceniu uzyskuje się

$$\eta = \frac{gQH\tau}{E} \quad (5.2.)$$

Zakładając że objętościowe natężenie przepływu równe jest maksymalnemu przepływowi turbiny (Q=1,5 m³/s), spad opisywanej elektrowni H = 2,2m, natomiast średni czas pracy turbiny w ciągu roku w analizowanym przypadku wynosi około 7980 godzin, czyli średnio 665 godzin miesięcznie, otrzymuje się następujące sprawności MEW w miesiącach w 2014 roku (rys. 5.2.2) . Średnioroczna sprawność elektrowni wodnej wynosi około 73%.

6. Podsumowanie

W związku z daleko idącym rozwojem gospodarki, co za tym idzie również zwiększeniem ilości energii, której ten rozwój potrzebuje, z całą pewnością mała energetyka wodna to jeden z tych sposobów, który wpływa pozytywnie na rozwój gospodarki poprzez oszczędność paliw kopalnych i ochronę środowiska.

Według [3] wytworzenie 1 GWh energii elektrycznej z MEW to w przełożeniu zaoszczędzone 800 Mg węgla i niewyemitowane 15 Mg tlenków siarki, 1500Mg dwutlenku węgla, 5 Mg tlenków azotu oraz 160 Mg żużli i popiołów. Niestety mała energetyka wodna nie jest bez wad. Jedną z nich to zdecydowanie trudności na drodze formalnej, szereg dokumentów, jakie należy wypełnić, ilość wymaganych pozwoleń z całą pewnością nie wpływa pozytywnie na decyzję o uruchomieniu MEW przez potencjalnego inwestora. Jednakże, jak można zaobserwować, w przypadku MEW w Bliszczycach, rozwój małej energetyki może nieść za sobą nie tylko korzyści pod względem ochrony środowiska, ale również korzyści ekonomiczne. Na tym przykładzie, można wyciągnąć następujące wnioski:

- średnioroczna sprawność elektrowni wynosi około 73%,
- największa sprawność elektrowni przypadła na miesiąc lipiec i sierpień, wyniosła ona 79%, natomiast najmniejszą sprawnością charakteryzowała się w lutym (60%),
- elektrownia wyprodukowała 187,52 MWh energii elektrycznej w 2014 roku,
- przychód z wyprodukowanej energii wyniósł 34044,07 zł/rok.

Literatura

- [1] Chmielewski A., Smoliński T.: *Polityka energetyczna wybranych krajów Europy, rola energetyki jądrowej* [w:] INSTAL nr 2/2015 s. 12-18;
- [2] Praca zbiorowa pod red. M. Gałusza, J.Paruch, *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii. Poradnik.*, Wydawnictwo Tarbonus Sp. z o.o., Kraków - Tarnobrzeg 2008r;
- [3] Lewandowski W., *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo WNT Sp. z o.o., Warszawa 2012r;
- [4] Portal kierunekenergetyka.pl [20.11.2015r.], <http://www.kierunekenergetyka.pl/>.
- [5] Główny Urząd Statystyczny [31.05.2015r.], <http://www.stat.gov.pl/>;

- [6] Rudnicki M., *Odtwarzanie małych elektrowni wodnych. Monografia*, Oficyna Wydawnicza OKP Zachodniopomorskie Centrum Edukacyjne, Szczecin 2003r;
- [7] *Jak zbudować małą elektrownię wodną? Przewodnik inwestora*, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Bruksela/Gdańsk 2010r;
- [8] Urząd Regulacji Energetyki [31.05.2015r.], <http://www.ure.gov.pl>;
- [9] Towarowa Giełda Energii, dostęp w dniu [28.05.2015r.], <http://www.tge.pl>;
- [10] Hoffman M., *Małe elektrownie wodne – poradnik*, Wyd. Nabba, Warszawa 1992 r;
- [11] Instytut Metrologii i Gospodarki Wodnej [15.06.2015r.], <http://www.imgw.pl/klimat/>;

Podziękowania

Autorzy chcieliby serdecznie podziękować Panu Władysławowi Brzozowskiemu za udzielenie wsparcia merytorycznego oraz udostępnienia danych na temat omawianej w niniejszym artykule elektrowni wodnej.

VIII Ważne informacje dotyczące odnawialnych źródeł energii

Celina Habryka

Uniwersytet Rolniczy w Krakowie, ul. Balicka 122, e-mail: celina.habryka@gmail.com

Streszczenie

Odnawialne źródła energii to takie źródła, które obywają się bez paliw kopalnych, a ich ważną cechą jest niewyczerpalność zasobów oraz redukcja emisji zanieczyszczenia środowiska niemal całkowicie. Energetyka jest czynnikiem rozwoju społeczno-gospodarczego, w którym pojawiają się bariery ekologiczne i zagrożenia wynikające z emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw kopalnych oraz niedoboru surowców energetycznych. Kłopotem tym mogą zaradzić odnawialne źródła energii, ale mała znajomość nowych technologii oraz niska opłacalność stosowania niektórych rodzajów energii odnawialnej jest powodem ich znikomego wykorzystania. Do podstawowych rodzajów energii odnawialnej zalicza się energię słoneczną, wiatrową, geotermalną oraz energię z biomasy, czyli organicznych surowców odnawialnych (zaliczyć tutaj należy biogaz z procesów oczyszczania ścieków oraz biogaz wysypiskowy).

Słowa kluczowe: biomasa, energia wody, energia geotermalna, energia wiatru, energia Słońca

1. Wstęp

Według definicji w ustawie Prawo Energetyczne, odnawialne źródło energii (OZE) jest to „źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowych szczątków roślinnych i zwierzęcych” [3]. Energetyka odnawialna w Polsce jest na etapie rozwoju, ale zaczyna konkurować z potężnym i wpływowym sektorem paliw kopalnych. Zgodnie z ustaleniami szczytu UE w Brukseli w marcu 2007 roku kraje członkowskie zostały zobowiązane do przedsięwzięć w energetyce do 2020 roku celów określanych „3x20”. Realizacja tych celów powinna o 20% zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych do atmosfery w stosunku do 1990 roku, zwiększyć efektywność energetyczną o 20% oraz zwiększyć o 20% udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym [5,8,10]. OZE są źródłami alternatywami dla paliw kopalnych, których eksploatacja jest główną przyczyną niepokojących zmian klimatu, a ich światowe zasoby są stale wyczerpywane. W technologii źródeł odnawialnych przyjmuje się dwie klasyfikacje: źródła podstawowe lokalnie dostępne oraz podstawowe globalnie dostępne. Źródła globalnie dostępne powinny spełniać warunek wymaganej ciągłej dostawy mocy w każdym położeniu geograficznym, zalicza się tutaj energię słoneczną oraz energię wnętrza skorupy ziemskiej. Do źródeł podstawowych lokalnie dostępnych zalicza się energię słoneczną wykorzystywaną w postaci promieniowania świetlnego lub cieplnego, energię wnętrza oceanów, fal oraz pływów morskich, energię kinetyczną wiatrów i rzek, energię wnętrza skorupy ziemskiej oraz gorące źródła [2,3].

2. Charakterystyka wybranych odnawialnych źródeł energii

Scharakteryzowane zostaną następujące źródła energii:

1. Biomasa
2. Energia wody
3. Energia wnętrza Ziemi, czyli energia geotermalna
4. Energia wiatru
5. Energia Słońca

2.1. Energia z biomasy

Biomasa jest najstarszym i najszerzej wykorzystywanym odnawialnym źródłem energii. Zgodnie z ustawą z 25 sierpnia 2006 roku o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, za biomasę uważa się substancje pochodzenia roślinnego i zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzą z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej bądź leśnej, a także z przemysłu przetwarzającego ich produkty oraz inne części odpadów, które ulegają biodegradacji. Skład chemiczny biomasy tworzą węgiel, wodór oraz tlen.

W zależności od stopnia przetworzenia biomasę dzielimy na:

- ✓ Surowce energetyczne pierwotne, do których zalicza się: drewno, słomę oraz rośliny energetyczne;
- ✓ Surowce energetyczne wtórne, czyli gnojowica, osady ściekowe oraz odpady organiczne;
- ✓ Surowce energetyczne przetworzone, takie jak: biometanol, bioetanol i biogaz.

W porównaniu z paliwami kopalnymi podstawową zaletą biomasy jest zerowy bilans emisji dwutlenku węgla uwalnianego podczas spalania biomasy oraz mniejsza emisja tlenu węgla, tlenków azotu i dwutlenku siarki. Głównym producentem biomasy na cele energetyczne ma być rolnictwo, natomiast stopniowo, aż do całkowitego zaniechania będzie wykorzystanie biomasy leśnej. Pozyskanie bioenergii bez skutków ubocznych ma sens tylko wówczas, jeżeli otrzymujemy ją wyłącznie z odpadów – biomasy. W przeciwnym razie potrzebne będą olbrzymie obszary ziemi i zasoby wodne do uprawy roślin umożliwiających produkcję energii z tego źródła. Podstawowymi roślinami energetycznym w Polsce są: wierzba, topola, robinia akacja, miskant olbrzymi, rdest sachalijski, sławoziec pensylwański, topinambur oraz mozga trzciniowa. Najczęściej wykorzystywana jest biomasa odpadowa i drewno opałowe, słabo natomiast wykorzystywane są uprawy energetyczne oraz biogaz, głównie rolniczy. W Polsce realny potencjał ekonomiczny tego rodzaju źródła energii szacowany jest na około 600 PJ. Na wielkość tę składają się uprawy energetyczne: celulozowe, zielone kisonki, skrobiowe, olejowe, które wynoszą 287 PJ; 166 PJ – odpady stałe suche; odpady mokre, czyli biogaz to 123 PJ; aż 24 PJ pochodzi z drewna opałowego, czyli z lasu [2,3].

2.2. Energia z wody

Energia wody jest od dawna znanym i wykorzystywanym nośnikiem energetycznym wykorzystującym przemieszczające się masy wody rzecznej i morskiej. Hydroenergetyka nie powoduje zanieczyszczeń, ani nie przyczynia się do emisji gazów cieplarnianych, ponadto jej produkcja nie wytwarza odpadów. Możliwość gromadzenia wody w zbiorniku jest dodatkową korzyścią i stanowi naturalną rezerwę energii. Najbardziej rozpowszechnione są elektrownie wodne zasilane energią spadku rzek, natomiast energie wykorzystujące pływy morskie wciąż należą do rzadkości. Małe elektrownie wodne, czyli takie, których zainstalowana moc nie przekracza 5 MW są bardzo popularne w Polsce oraz w większości państw Europy Zachodniej, z wyjątkiem krajów skandynawskich, Włoch i Szwajcarii. W krajach tych za małe uznaje się elektrownie do 2 MW. Do plusów małych elektrowni należy ich elektrooszczędność, gdyż zużywają około 0,5 % wyprodukowanej energii na własne potrzeby. Energia wód rzecznych wykorzystywana w Polsce zależy od dwóch czynników: różnicy przepływu wody oraz różnicy poziomu rzeki. Obszar dorzecza Wisły, zwłaszcza jej prawobrzeżne dopływy, skupia około 77%, co stanowi większość krajowych zasobów. Istotne znaczenie ma również 20% potencjału rzeki Odry oraz rzek Przymorza, które stanowią 2% zasobów krajowych. Pomimo, iż Polska nie posiada zbyt dobrych warunków do rozwoju energetyki wodnej ze względu na nizinny charakter kraju oraz małe, ale dobrze rozpoznane przepływy w rzekach, to jej udział w ostatnich latach w produkcji energii elektrycznej był bardzo wysoki i kształtował się na poziomie 35%. W 1939 roku w Polsce funkcjonowało ponad 6500 małych elektrowni wodnych, ale na skutek zmian ustrojowych i gospodarczych do 1980 roku dotrwało zaledwie 650 obiektów o mocy 80 MW. Obecnie pracujące 674 małe elektrownie wodne posiadają moc 214 MW, wytwarzając rocznie około 780 mln kWh energii elektrycznej. Stan wykorzystania energii wodnej określono na poziomie 7,38 PJ, co stanowi 41% wykorzystania potencjału ekonomicznego szacowanego na poziomie 18 PJ [3,7].

W skład tej energii zalicza się energię: wnętrza oceanów, energię fal morskich, energię pływów morskich oraz energię rzek.

2.2.1. Energia wnętrza oceanów

71% powierzchni kuli ziemskiej pokryta jest morzami i oceanami, a ich średnia głębokość wynosi 4 kilometry. Tak duża objętość wody, szczególnie w strefach podzwrotnikowych stanowi potężny kolektor energetyczny, niestety użyteczność z tej energii jest mała. Istnienie dwóch prądów wodnych zimnego i gorącego jest warunkiem wykorzystania energii mórz. Warunek ten występuje w przypadku prądów podzwrotnikowych: Prądu Zatokowego (*Gulf Stream*), Kuro Siwo i prądów równikowych, które sięgają do głębokości 1000 metrów. Temperatura na głębokości 100 metrów wynosi 2,5 do 5°C, natomiast na powierzchni dochodzi do 26°C. Dnem oceanów płyną wody z regionów podbiegunowych do strefy podzwrotnikowej, gdzie po ogrzaniu unoszą się do górnych warstw i powracają do bieguna. Obecnie czynniki ekonomiczne są niekorzystne dla wykorzystania energii wnętrza oceanów [2].

2.2.1.1. Energia fal morskich

Na powierzchni oceanów następuje zmiana energii kinetycznej wiatrów w energię kinetyczną fal morskich. Wykorzystanie energii kinetycznej fal morskich dla krajów nadmorskich okaże się przydatne, jeżeli pokonane zostaną trudności techniczne i konkurencja ekonomiczna innych źródeł odnawialnych. Energia ta nie wykazuje znacznego wpływu na środowisko [2].

2.2.1.2. Energia pływów morskich

Pływy morskie, czyli odpływy i przyływy są dotychczas nie wykorzystywanymi naturalnymi źródłami energii. Ich źródłem są siły przyciągania Słońca z powodu swej olbrzymiej masy oraz Księżyca z powodu swojej bliskości. Siły te wywołują fluktuacje zwierciadła tych wód zwane od wieków przyływy i odpływy. Potencjalne zasoby energii pływów są ograniczone, ponieważ wymagają odpowiednio ukształtowanych zatok. Moc rozwijana przez pływy oceanów wynosi 1,57 mln MW. Wzrost ceny paliw kopalnych oraz ochrona środowiska to czynniki, które mogą uatrakcyjnić w niektórych krajach wykorzystanie energii pływów [2].

2.2.1.3. Energia rzek

Energia potencjalna i kinetyczna rzek wykorzystywana jest do napędu turbin wodnych instalowanych w elektrowniach wodnych. Elektrownie wodne charakteryzują się niskimi kosztami eksploatacyjnymi i wysokimi kosztami inwestycyjnymi wynikającymi z konieczności budowy zbiorników wodnych. Szybki rozruch oraz szybkie wchodzenie na pełną moc jest szczególnie przydatne dla pokrywania szczytowego zapotrzebowania na energię. Aby obniżyć nakłady inwestycyjne elektrowni powstałe zbiorniki wodne mogą znaleźć dodatkowe zastosowanie. Gdy byłaby mała retencja wodna zbiorniki takie pełniłyby dodatkowe funkcje: gromadzenia wody wykorzystywanej do nawadniania roślin; zmniejszanie ewentualnych powodzi oraz uatrakcyjnianie regionów do celów turystycznych [2].

2.2.1.4. Energia z wnętrza Ziemi

Energia geotermalna jest naturalnym, skumulowanym w głębi Ziemi i możliwym do ilościowego określenia ciepłem zawartym w wodach podziemnych, skałach, gruntach, występującym w stanie ciekłym i parowym w porach i szczelinach w skorupie ziemskiej. Ciepło unoszone z wnętrza skorupy ziemskiej nazywa się gorącymi źródłami geotermicznymi. Ciepło to objawia się w postaci naturalnych źródeł gorącej wody, przegrzanej lub nasyconej pary. Występuje ona tylko w nielicznych miejscach w Meksyku, Stanów Zjednoczonych, Salwadoru, Islandii, Japonii, Włoch, Rosji oraz Nowej Zelandii. Przydatność energii wnętrza skorupy ziemskiej jest ograniczona, ponieważ nie może ona znaleźć zastosowania w procesach wymagających ciepła wysokotemperaturowego. Energię geotermalną

zaczęto wykorzystywać na szeroką skalę na początku XX wieku, a jej największą zaletą jest dostępność niezależnie od warunków pogodowych czy też klimatycznych. W podziemnych zbiornikach geotermalnych, które występują w postaci naturalnych basenów sedymentacyjno-strukturalnych skumulowana jest energia geotermalna w Polsce. W warunkach krajowych wody te znajdują się na głębokości od 1,5 do 3,5 km przy zróżnicowanych poziomach temperatury. Wody geotermalne występujące pod powierzchnią 80% terytorium Polski osiągają temperaturę od 20 do 130°C. Energia geotermalna wykorzystywana do produkcji prądu elektrycznego powinna mieć temperaturę powyżej 150°C. Ze względu na zbyt niskie temperatury tych wód w Polsce wykorzystywane są one w rekreacji oraz balneoterapii. Koncentrują się głównie na obszarze Podkarpacia, w rejonie grudziądzko-warszawskim oraz w pasie od Szczecina do Łodzi. Stan wykorzystania tego źródła energii wynosi 1,5 PJ, co stanowi 12% realnego potencjału ekonomicznego kraju [2,3,7].

2.3. Energia z wiatru

Cyrkulacje powietrza oraz ruchy atmosferyczne powstają na skutek nierównomiernego ogrzewania Ziemi przez Słońce. Stanowią one źródło energii kinetycznej wiatru wykorzystywaną do produkcji energii elektrycznej w turbinach wiatrowych. Rotor umieszczony na wieży, poruszający generator prądu elektrycznego stanowi siłownię wiatrową. Stałe występowanie wiatru o określonej prędkości jest niezbędne do wykorzystania jej do produkcji prądu. Wadą elektrowni wiatrowych jest wpływ wahań pogody. Elektrownie wiatrowe pracują najczęściej przy wietrze wiejącym z prędkością od 4 do 25 m/s, przy czym najbardziej optymalna prędkość wiatru to od 15 do 20 m/s. Prędkość ta uzależniona jest od różnicy ciśnień między obszarami wyżu i niżu, odległości między nimi oraz ukształtowania terenu. Określenie wielkości energii możliwej do uzyskania na danym terenie w danej chwili jest bardzo trudne, ponieważ wiatr jest zjawiskiem zmiennym. Drugą wielkością charakteryzującą możliwość wykorzystania wiatru do celów energetycznych jest powtarzalność, czyli suma godzin podczas których wieje wiatr z prędkością ponad 4 m/s. Wahania pogody nie zezwalają na planowanie znacznego udziału generatorów wietrznych w sektorze energii elektrycznej. Pomimo zainstalowania wymaganych mocy farm wietrznych, nie mogą one stanowić źródła, które całkowicie likwidowałoby powstały deficyt energii elektrycznej [2,4]. W Polsce zasoby energii wiatru są silnie związane z terenowymi i lokalnymi warunkami klimatycznymi. Należy tutaj zwrócić uwagę, że średnia roczna prędkość wiatrów waha się od 2,8 do 3,5 m/s. Prędkość wiatru przekraczająca 4 m/s występującego na wysokości powyżej 25 metrów obejmuje 2/3 powierzchni naszego kraju. Średnia prędkość wiatru na wysokości ponad 50 metrów waha się od 5,5 do 7,5 m/s, gdzie panują najlepsze warunki wiatrowe w Polsce i występują na 2/3 powierzchni, głównie na północnych krańcach kraju, do których należy zaliczyć: wyspę Uznam, wybrzeże Bałtyku od Gdańska po Świnoujście, Suwalszczyzna oraz Pobrzeże Kaszubskie. 9-10 % obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną mogą zapewnić zasoby energii wiatrowej, których produkcja wynosi około 13 mld kW rocznie. Zasoby te nie są tak korzystne jak w Danii czy Holandii, ale ciągle następuje dynamiczny rozwój, aby w perspektywie do 2020 roku osiągnąć wzrost około 2 000 MW [2,7]. Wiele kontrowersji budzi budowa elektrowni wiatrowych, ich wysokości oraz lokalizacji. Szukając odpowiedzi na wiele pytań należy przeanalizować rozporządzenia Rady Ministrów z 9 listopada 2004 w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco wpływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U. nr257, poz. 2573 ze zm.). w rozporządzeniu tym zawarto listy, które obejmują sporządzenie raportu o oddziaływaniu urządzenia na środowisko. Na drugiej liście w pkt 6 zostały wykazane instalacje wykorzystujące siłę wiatru do produkcji energii całkowitej wysokości nie niższej niż 30 metrów. Z przepisów tych wynika, że takie instalacje nie są przedsięwzięciami mogącymi znacząco oddziaływać na środowisko [11].

2.4. Energia ze Słońca

Energia promieniowania słonecznego stanowi największe dla człowieka źródło energii. Potencjał energetyczny słońca jest olbrzymi, a całoroczne zapotrzebowanie na energię mogłoby zostać pokryte przez promieniowanie słoneczne docierające do Ziemi. Problemem jednak jest magazynowanie wielkich zasobów energii, a nie jej pozyskanie. Wykorzystywanie energii Słońca wymaga odpowiednich warunków helioenergetycznych, które nie zawsze i nie wszędzie występują. Im bliżej większych miast, im większa szerokość geograficzna, im większe

zachmurzenie, tym mniejsza ilość promieni słonecznych docierających do powierzchni ziemi. W cyklu rocznym warunki meteorologiczne w Polsce charakteryzują się bardzo nierównym rozkładem promieniowania słonecznego. Nasz kraj znajduje się w strefie klimatycznej, gdzie widać wyraźnie podział na porę ciepłą oraz porę zimną. Na półrocze letnie (ciepłe), od kwietnia do września przypada 80% promieniowania, natomiast pozostałe 20% przypada na półrocze zimowe, od października do marca. Okres zimowy charakteryzuje się mało korzystnymi warunkami helioenergetycznymi ze względu na krótszy dzień – poniżej 8 godzin, a natężenie słoneczne wynosi zaledwie 230 kWh. W półroczu letnim poziom natężenia wynosi około 800 kWh, a długość dnia dochodzi do 16 godzin. Południowa część województwa lubuskiego, południowy kraniec województwa podlaskiego oraz Wybrzeże Szczecińskie i Wybrzeże Środkowe są najbardziej uprzywilejowanymi rejonami Polski pod względem promieniowania słonecznego [4].

Mechanizmy przetwarzania energii słonecznej można podzielić na trzy grupy:

- ✓ Fototermiczną, która przetwarza energię słoneczną na ciepło. Zaliczamy tutaj: kolektory, stawy słoneczne oraz diody cieplne.
- ✓ Fotowoltaiczną, która przetwarza energię słoneczną na energię elektryczną wykorzystując fotoogniwa.
- ✓ Fotobiochemiczną, która przetwarza energię słoneczną na energię wiązań chemicznych z zastosowaniem w akumulatorach energii [4].

Ogniwa fotowoltaiczne mają wiele zalet: ze względu na brak ruchomych części są bardzo ciche, wymagają niewielkiej obsługi, nie zużywają wody, ani nie zanieczyszczają środowiska. Warunkiem koniecznym do opłacalności przedsięwzięcia to lokalizacja na obszarze o dużym nasłonecznieniu [2]. 1 m² kolektora słonecznego dostarcza 400-600 kWh energii użytkowej w ciągu roku, wartość ta stanowi równowartość 100 kilogramów węgla kamiennego. Ze względu na bardzo wysokie nakłady inwestycyjne w Polsce nie jest brana pod uwagę energia elektryczna produkowana w ogniwach fotowoltaicznych [7].

2.5. Biopaliwa źródłami energii odnawialnej

Biopaliwa zostały uznane za szczególnie ważny element polityki ekologicznej Unii Europejskiej oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Po rozpoczęciu produkcji biopaliw zrodziły się liczne pytania o wpływ biopaliw na bioróżnorodność oraz na ceny żywności. Ponadto ekolodzy coraz częściej przedstawiają wątpliwość korzyści płynących dla środowiska z tego rozwiązania. Biopaliwa w produkcji ciepła i energii oraz transporcie emitują mniej gazów cieplarnianych w porównaniu do paliw kopalnych. Okazało się, że dwutlenek węgla przez nie wydzielony został wchłonięty z atmosfery na etapie uprawy roślin. Plan działań Komisji Europejskiej przewiduje zachęty obejmujące przedsięwzięcia podatkowe i regulacyjne ukierunkowane na promocję biopaliw. W trakcie akceptacji ustaleń Komisji Europejskiej podkreślono, że biopaliwa muszą spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, a z tym wiąże się również koszty dla środowiska. W dyrektywach Komisji dotyczących energii odnawialnej zrodził się pomysł systemu certyfikacji ekologicznej biopaliw. Biopaliwa mają charakter zrównoważony, ponieważ produkuje się je z roślin i substancji roślinnych, które ustawicznie można uprawiać na nowo. Liczni eksperci nawołują do ponownego przemyślenia polityki biopaliw, ponieważ rodzą się liczne obawy dotyczące bioróżnorodności. Zagrożeniem okazuje się przeznaczenie ogromnych obszarów ziemi pod produkcję biopaliw np.: tysiące hektarów lasów podmokłych głównie w Azji oraz Ameryce Południowej. Obszary te zostały już wydzielone lub przekształcone pod uprawę roślin biopaliwowych, do których zalicza się: trzcinę cukrową, soję, palmy olejowe i inne. W tym stanie rzeczy samo przygotowanie obszarów do produkcji roślin pod biopaliwa powoduje emisję ogromnych ilości CO₂ do atmosfery. Obecnie występują dwie generacje biopaliw. Pierwsza, która jest powszechnie dostępna oparta jest na roślinach takich jak: pszenica i kukurydza wykorzystywanych do produkcji etanolu, oraz na oleju palmowym do produkcji biodiesla. Przy spalaniu tych biopaliw następuje ograniczenie emisji gazów cieplarnianych do 60%. Drugą generację stanowią biopaliwa syntetyczne, które są nową alternatywą dla biopaliw z roślin. Do ich produkcji wykorzystuje się wszystkie części roślin co wymaga mniejszej powierzchni uprawy oraz gwarantuje wyższe plony z hektara. Przyszłościową technologią w produkcji biopaliwa emitującego do 90% mniej, CO₂ niż tradycyjny olej napędowy będzie technologia

BTL (Biomass to Liquids). Do produkcji tą metodą można wykorzystać ścinki, resztki, odpady z produkcji leśnej, drewno odpadowe, szybko rosnące gatunki drzew, słomę i inne odpady rolnicze. Takie wykorzystanie odpadów do produkcji biopaliw według metody BTL oznacza, że nie będzie ona konkurować z produkcją żywności[1,12].

3. Ekonomia rozwoju Odnawialnych źródeł Energii w Polsce

Najważniejszą rolę w produkcji energii w Polsce odgrywa węgiel kamienny i brunatny, co stanowi 90% produkowanej energii elektrycznej. Od kilku lat zauważalny jest wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze produkcji. Spowodowane jest to koniecznością wypełnienia obowiązku nałożonego na państwa członkowskie przez Unię Europejską. Pakiet klimatyczno-energetyczny 3 x 20 jest podstawowym dokumentem unijnym dotyczącym OZE. Ponadto dyrektywa nakazuje przed nadmierną eksploatacją ochronę terenów zielonych, uprawę roślin wykorzystywanych do produkcji energii i jednocześnie zaplanowanie wykorzystania obszarów rolnych w celu zrównoważenia zapotrzebowania na produkcję rolną. Dyrektywa nakazuje zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw i stworzenie korzystnych warunków do rozwoju energetyki opartej na surowcach występujących lokalnie. Polski ustawodawca nie wywiązał się z obowiązku implementacji dyrektywy OZE, chociaż w listopadzie 2010 roku termin ten upłynął. Pomimo braku ustawy wprowadzającej dyrektywę do porządku krajowego, cele wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce zostały przedstawione 10 listopada 2009 roku w „Polityce energetycznej Polski do 2030”.

Przyjęty dokument określa podstawowe kierunki polskiej polityki energetycznej:

- ✓ Poprawę efektywności energetycznej;
- ✓ Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw;
- ✓ Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko;
- ✓ Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej przez wprowadzenie energetyki jądrowej;
- ✓ Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw;
- ✓ Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii.

Kierunki te są ze sobą bezpośrednio związane [9]. Od 2003 roku w Polsce obserwuje się stały wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych, a od roku 2005 wzrost ten utrzymuje się na stałym poziomie 0,6% w stosunku do roku poprzedniego. Jednym z celów Unii Europejskiej w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej jest zwiększenie udziału energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych nośników energii w tzw. krajowym bilansie energetycznym. Tabela 3.1 przedstawia potencjał ekonomiczny odnawialnych źródeł energii oraz stan wykorzystania w 2008 roku i prognozy wykorzystania na 2020 rok [4].

Tab. 3.1 Potencjał ekonomiczny odnawialnych zasobów energii, stan jego wykorzystania w 2008 r. i prognoza wykorzystania na 2020 r. [4]

| Rodzaje odnawialnych źródeł energii | Realny potencjał ekonomiczny – energia końcowa | Stan wykorzystania potencjału ekonomicznego w 2008r. | | Prognoza wykorzystania potencjału ekonomicznego w 2020r. | |
|-------------------------------------|--|--|-------|--|------|
| | TJ | TJ | % | TJ | % |
| Energetyka słoneczna | 83 312 | 659 | 0,8 | 19 422 | 23,3 |
| Energetyka wodna | 17 974 | 7 748 | 43,1 | 11 144 | 62,0 |
| Energetyka geotermalna | 12 367 | 1 531 | 12,4 | 12 217 | 98,8 |
| Biomasa | 600 168 | 216 318 | 036,0 | 533 117 | 88,8 |
| Energetyka wiatrowa | 444 648 | 3 012 | 0,7 | 119 913 | 27,0 |
| Razem | 1 158 469 | 228 277 | 19,7 | 695 814 | 60,1 |

Tempo rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii nie jest zadowalający. W latach 2008-2010 zużycie energii elektrycznej wyprodukowane z OZE było niższe niż w przyjętej „Polityce energetycznej Polski”. W 2008 roku wynosiło 4,23% wobec założonych 5%; w 2009 roku 5,76% wobec założonego 6,2%, natomiast w 2010 roku 6,98% wobec 7,5%. Osiągnięcie poziomu 7,5% udziału OZE w całkowitej produkcji energii było celem założonym w dyrektywie 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Cel ten został zrealizowany i wyniósł w 2008 roku 7,6%, a w 2010 roku 10,2%. Wzrost ten nie jest zadowalający i dlatego należy usprawnić rozwój sektora odnawialnych źródeł energetycznych w Polsce. Modyfikacji wymaga system wsparcia inwestycji oraz redukcja barier administracyjnych. Ekonomiczny potencjał energii pochodzącej z OZE w Polsce, na podstawie ekspertów jest wielokrotnie większy niż zapotrzebowanie na nie. Podstawowym problemem jest fakt, iż energia ta jest rozproszona, co sprawia, że ich eksploatacja jest wciąż droga w porównaniu z energią cieplną węgla i gazu oraz elektrowniami węglowymi. Zdaniem wielu ekonomistów sektor energii alternatywnej ma doskonałą, wieloletnią przyszłość. Nie jest to uzależnione tylko ze względu na dbanie o czystość powietrza, ale i o prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię ogólnie. Na podstawie rankingu Instytutu Energetyki Odnawialnej stwierdzono, że pod względem energetyki odnawialnej najbardziej atrakcyjne inwestycyjnie są województwa: zachodniopomorskie, wielkopolskie, łódzkie, dolnośląskie i pomorskie. W rankingu brano pod uwagę: zainteresowania inwestorów, uwarunkowania formalno-prawne, uwarunkowania infrastrukturalne i ekonomiczne oraz potencjał energetyki odnawialnej. Teoretycznie największy potencjał techniczny tkwi w energii wiatru i promieniowaniu słonecznym, niestety zasoby te są nadal w naszym kraju słabo wykorzystywane. Wdrażanie programów rozwoju poszczególnych rodzajów energii odnawialnej będzie ważnym elementem w realizacji strategii rozwoju. Prawdopodobnie, w początkowym okresie wzrastać będzie przede wszystkim wykorzystanie energii słonecznej dzięki instalacjom fotowoltaicznym, energii wiatru oraz biomasy [6,9].

4. Podsumowanie

Ochrona środowiska jest jednym z najistotniejszych zagadnień ostatnich lat. Istotnym czynnikiem wspierającym ekologię jest energia odnawialna i jej wykorzystywanie. Odnawialne źródła energii to te, których wykorzystywanie nie wiąże się ze szkodami dla natury i nie wyczerpują się. Czerpanie z tych źródeł nie wiąże się z emisją gazów cieplarnianych ani zanieczyszczeniem środowiska. Wynikiem tak dużego zainteresowania ochroną środowiska w dzisiejszych czasach jest wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii. Odnawialne źródła energii mogą w przyszłości stać się nie tyle dogodnym rozwiązaniem, co koniecznością. Coraz większe zainteresowanie perspektywami wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych wynika także ze względów ekonomicznych, ponieważ pozyskiwanie surowców konwencjonalnych staje się coraz droższe. Nie bez znaczenia są także wymogi stawiane przez Prawo Energetyczne i Unię Europejską, które zobowiązują Polskę do stosowania OZE oraz ochrony środowiska. Główne cele w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii w ramach Polityki energetycznej Polski do 2030 roku obejmują: wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii i udziału biopaliw w rynku

paliw transportowych oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji. Do celów polityki energetycznej należy zaliczyć również ochronę lasów przed nadmiernym eksploataowaniem oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE tak, aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem. Promowanie wykorzystania OZE pozwala na zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach. Wprowadzenie mechanizmu wsparcia pozytywnie wpływa na rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce. Duża dynamika wzrostu mocy zainstalowanej jak również produkcji energii elektrycznej pozwoliła na przekroczenie przyjętych założeń w Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Przy obecnych perspektywach rozwoju technologicznego i niewątpliwie pozytywnym aspekcie, jakim jest ekologiczność niekonwencjonalnych źródeł energii, przejście na ten system będzie nie tylko nieuniknione, ale i opłacalne. Z tego względu przyszłość należy do alternatywnych źródeł energii.

Literatura

- [1] Borykiewicz J., Biopaliwa – kontrowersyjne źródła odnawialnej energii, [w:] *Aura*, 2, 2009, str. 4-5.
- [2] Ciechanowicz W., Odnawialne źródła energii, [w:] *Aura*, 8, 2002, str. 5-7.
- [3] Dziemianowicz W. i in., Stan rozwoju sektora OZE w Polsce (1), [w:] *Przemysł Fermentacyjny i Owocowo-Warzywny*, 11-12, 2010, str. 19-20.
- [4] Dziemianowicz W. i in., Stan rozwoju sektora OZE w Polsce (2), [w:] *Przemysł Fermentacyjny i Owocowo-Warzywny*, 1, 2011, str. 26-27.
- [5] Garścia E., Boom na energię odnawialną, [w:] *Aura*, 3, 2001, str. 3.
- [6] Góralczyk I., Tytko R., Makroekonomiczna charakterystyka energetyki odnawialnej, [w:] *Aura*, 8, 2014, str. 6-7.
- [7] Górka K., Produkcja energii odnawialnej w Polsce według danych statystycznych, [w:] *Aura*, 2, 2009, str. 6-8.
- [8] Hermaniuk J., Przyszłość odnawialnych źródeł energii w Polsce, [w:] *Aura*, 10, 2007, str. 25.
- [9] Kardasz P. i in., Stan odnawialnych źródeł energii w Polsce, [w:] *Aura*, 8, 2014, str. 8-11.
- [10] Löschel A., Massier P., Rozwój źródeł energii odnawialnej [w:] *Aura*, 11, 2013, str. 10-11.
- [11] Radecki W. Paragraf i środowisko: Elektrownie wiatrowe, [w:] *Aura*, 10, 2007. Str. 36.
- [12] Wesołowski A., Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, [w:] *Aura*, 8, 2002, str. 10-11.

IX Wykorzystanie oleju rzepakowego do zasilania silników o zapłonie samoczynnym

Piotr Kasprzyk¹, Sebastian Sas²;

¹ AGH w Krakowie; Katedra Inżynierii Środowiska i Przeróbki Surowców., piotr5.kasprzyk@gmail.com,

² AGH w Krakowie; Katedra Górnictwa Podziemnego., basteksas@poczta.fm

Streszczenie

Idea zasilania silników spalinowych olejami pochodzenia roślinnego powstała wraz z pierwszym silnikiem o zapłonie samoczynnym (ZS) skonstruowanym przez Rudolfa Diesla napędzanym olejem arachidowym. Obecnie, ze względu na przepisy prawne, ograniczone zasoby ropy naftowej oraz ochronę środowiska, obserwuje się wzrost zainteresowania olejami pochodzenia roślinnego. Mimo, że z wielu przyczyn w najbliższej przyszłości olej rzepakowy, nie będzie stanowił zagrożenia dla konwencjonalnych paliw do silników o zapłonie samoczynnym, z czasem jego udział, jako dodatku do oleju napędowego w postaci surowej lub jako ester oleju rzepakowego, będzie się stopniowo zwiększał.

Słowa kluczowe: silniki o zapłonie samoczynnym, olej rzepakowy, biopaliwa

1. Wstęp

Idea zasilania silników spalinowych olejami pochodzenia roślinnego powstała wraz z pierwszym silnikiem o zapłonie samoczynnym (ZS) skonstruowanym przez Rudolfa Diesla napędzanym olejem arachidowym. Od momentu opracowania procesu destylacji ropy naftowej, produkty pochodzące z tego procesu zdecydowanie wyparły paliwa innego pochodzenia i stały się podstawowym paliwem do zasilania silników spalinowych. Początkowo na niekorzyść olejów roślinnych oprócz znacznie większego rozpowszechnienia paliw kopalnych, przemawiały także wysokie koszty zakupu tego rodzaju paliwa. Obecnie, ze względu na przepisy prawne, ograniczone zasoby ropy naftowej oraz ochronę środowiska, obserwuje się wzrost zainteresowania olejami pochodzenia roślinnego.

2. Charakterystyka i parametry oleju rzepakowego, jako paliwa do silników o zapłonie samoczynnym

Oleje roślinne mogą być wytwarzane m. in. z nasion rzepaku, słonecznika, kukurydzy a także z orzechów arachidowych czy ziaren sezamu. W Polsce najbardziej dostępnym a przez to najtańszym surowcem do produkcji oleju jest rzepak. Wykazuje on także lepsze właściwości przeciwzuzyciowe od mniej rozpowszechnionego i droższego oleju słonecznikowego. Wysoka temperatura odparowania olejów roślinnych oraz ich wysoka lepkość kinematyczna determinuje użycie tego typu paliwa jedynie w silnikach ZS. Podstawowe parametry oleju rzepakowego przedstawiono w Tabeli 1.

Sam proces produkcji oleju rzepakowego polega na wytłoczeniu oleju z nasion rzepaku a następnie usunięciu z niego wody i śluzów roślinnych za pomocą procesów fizycznych. Sam proces produkcji olejów roślinnych nie jest więc tak energochłonny jak dla porównania proces destylacji ropy naftowej wymagający, podwyższonych temperatur. Produkty odpadowe z procesu tłoczenia, tzw. wytłoczyny, mogą być następnie wykorzystane jako pasza dla zwierząt hodowlanych, ewentualnie mogą służyć także jako wsad do bioreaktora produkującego metan.

Tab. 1 Porównanie parametrów oleju rzepakowego i oleju napędowego

| Parametr | Jednostka miary | Olej napędowy | Olej rzepakowy |
|---------------------------------|--------------------|---------------|----------------|
| Gęstość w temperaturze 15 °C | kg/m ³ | 820 – 860 | 911 – 920 |
| Lepkość kinematyczna w tem- | mm ² /s | 2,90 – 5,00 | 68 – 97,7 |
| Liczba cetanowa | | 45 – 55 | 37 – 38 |
| Wartość opałowa | MJ/kg | 42 – 45 | 38,1 – 39,8 |
| Temperatura płynięcia | °C | <-10 | ok. -4 |
| Temp. blokowania filtra wg. [3] | °C | -35..+2 | +5..+18 |
| Zawartość siarki | mg/kg | <50 | 100 |
| Zawartość związków aroma- | % | 0 | 21 |
| Temperatura zapłonu | °C | | |

Źródło: [2], [3]

Istotne są także korzystne właściwości smarne oleju rzepakowego które zostały zbadane w Instytucie Pojazdów Szynowych Politechniki Krakowskiej. Użycie oleju rzepakowego jako oleju smarującego silnik powoduje spadek emisji toksycznych związków oraz wyciszenie pracy silnika wynikające z wysokiej lepkości oleju rzepakowego. Badania tribologiczne wykazały mniejsze zużycie badanych próbek w stosunku do zalecanego przez producenta silnika oleju mineralnego. Istotnym minusem oleju rzepakowego, jako środka smarnego jest pogarszanie się właściwości smarnych wraz z przebiegiem silnika. [12] Jednakże w aparaturze wtryskowej olej nie jest podgrzewany do tak wysokich temperatur i nie jest używany do smarowania podzespołów przez tak długą liczbę cykli, stąd dobre właściwości przeciwzużyciowe zapewniają ochronę komponentów aparatury wtryskowej silników ZS. Zwiększona gęstość oleju rzepakowego może powodować różnice w dawkowaniu paliwa w stosunku do oleju napędowego a wysoka lepkość kinematyczna powoduje zwiększone opory przepływu w układzie zasilania oraz zwiększone opory ruchu elementów aparatury wtryskowej.

Na Politechnice Lubelskiej [6] przeprowadzono badania porównawcze wtrysku biopaliw i paliw ropopochodnych posiadających zbliżone wartości gęstości oraz lepkości względnej. Wraz ze wzrostem gęstości oraz lepkości kinematycznej odnotowano wzrost maksymalnego ciśnienia wtrysku. Wraz ze zwiększoną ilością dodatku oleju rzepakowego do biopaliwa wzrastała także dawka paliwa (nawet do 16% niezależnie od prędkości obrotowej pompy), oraz nierównomierność dawkowania paliwa – ta ostatnia rosła wraz ze wzrostem prędkości obrotowej wałka pompy. Poprzez wytworzenie paliw ropopochodnych o zbliżonych parametrach do biopaliw zawierających do 50% oleju roślinnego i porównanie parametrów wtrysku dla obu rodzajów paliw, Autor wykazuje nieznaczny wpływ składu chemicznego paliwa na parametry procesu wtrysku.

3. Trudności związane z zasilaniem silników ZS olejem rzepakowym

We wszystkich badaniach, w których użyto surowego oleju rzepakowego do zasilania silników ZS Autorzy wskazują problemy związane z wysoką lepkością kinematyczną tego paliwa. [3,4] Zespół Bocheński C., Bocheńska A. poprzez dodatek ok. 15-20% paliw konwencjonalnych, istotnie obniżył wartość lepkości kinematycznej a także nieznacznie zmniejszył gęstość oleju rzepakowego, osiągając wartości zbliżone do wartości charakteryzujących olej napędowy. Autorzy proponują podwyższenie ciśnienia wtrysku, które zapewniałoby lepsze wymieszanie paliwa z powietrzem. Wyższe ciśnienie wtrysku zapewnia także większy zasięg strugi wtryskiwanego paliwa, przez co część wtrysniętego osadza się na ściankach cylindra i nie ulegając spaleni, sływa po gładzi cylindra do skrzyni korbowej. Z uwagi na powyższe zjawisko, konieczne są częstsze wymiany oleju silnikowego w silnikach zasilanych olejem rzepakowym. [4]

Zespół Longwic i in. [8] do zmniejszenia lepkości dynamicznej oleju rzepakowego zastosował n-heksan w postaci dodatku 5-20%, przez co przy dodatku ok. 20% n-heksanu uzyskano wartość lepkości zbliżoną do wartości dla oleju napędowego. Badany przez zespół poziom emisji hałasu silnika napędzanego mieszaninami oleju rzepakowego z n-heksanem, był wyższy dla niskich prędkości obrotowych nawet o 9 dB w porównaniu do emisji hałasu odnotowanej przy zasilaniu tego samego silnika olejem napędowym czy czystym olejem rzepakowym. Poprawę

przebiegu procesu spalania oleju rzepakowego można uzyskać poprzez modyfikację kąta wyprzedzenia wtrysku oraz zastosowanie układu zasilania typu Common Rail. Układ wyposażony w szynę zasobnikową pozwala na wtryskiwanie kilku dawek paliwa podczas jednego cyklu. Zastosowanie dawki inicjującej, podwyższającej temperaturę w komorze spalania, pozwalałoby na wytworzenie korzystniejszych warunków do rozpylenia i spalania dawki zasadniczej. [2] Alternatywnym rozwiązaniem są układy dwupaliwowe zaproponowane m. in. przez [5] gdzie olej rzepakowy jest podgrzewany w czasie, kiedy silnik pracuje na oleju napędowym. Olej rzepakowy odbiera ciepło z cieczy chłodzącej, które przepływa przez specjalnie w tym celu przygotowany wymiennik i osiąga temperaturę ok. 70 °C. Przed zakończeniem pracy silnika układ jest ponownie przełączany na pracę na oleju napędowym, co eliminuje problem blokowania zimnego filtra.

Kolejnym problemem jest sygnalizowany przez niektórych autorów problem wytwarzania się osadów węglowych na wtryskiwaczach i wewnątrz komory spalania. Zjawisko to jest związane z obecnością w oleju rzepakowym estrów mających wiązania nienasycone. Estrы te korzystnie wpływają na zmniejszenie lepkości olejów roślinnych, jednakże duża ilość wiązań nienasyconych powoduje niestabilność termiczną oleju rzepakowego i jego skłonność do polimeryzacji a przez to do tworzenia osadów. [9,11,12]

Problem niższej wartości liczby cetanowej oleju rzepakowego wpływa istotnie na niższy przyrost ciśnienia spalania w komorze silnika, co przekłada się na obniżenie mocy znamionowej silnika, spadek momentu obrotowego oraz wzrost zużycia paliwa. Problem ten może być częściowo rozwiązany poprzez doładowanie silnika, zwiększające temperaturę oraz ciśnienie początkowe w komorze spalania. Niekorzystny wpływ niskiej liczby cetanowej można zniwelować także poprzez zmianę kąta wyprzedzenia początku wtrysku oraz poprzez ok. 30% dodatek benzyny do oleju rzepakowego. [2,3]

Wszystkie paliwa pochodzenia roślinnego niekorzystnie wpływają na materiały konstrukcyjne układu zasilania w szczególności na stopu metali i elastomery.

4. Ekologiczne aspekty zasilania silników ZS olejem rzepakowym

Olej rzepakowy jest biodegradowalny a jego wytwarzanie charakteryzuje się niską energochłonnością. Oprócz surowego oleju rzepakowego powstaje duża ilość oleju zużytego. Olej ten nie może być odprowadzony do oczyszczalni ścieków ani spożywany przez zwierzęta. Jest on kłopotliwym odpadem a zarazem nośnikiem energii chemicznej, która może być przetworzona na energię mechaniczną w silniku spalinowym.

Niektórzy autorzy wskazują na podwyższenie zadymienia spalin, [5] a także podwyższoną o kilka procent ilość wyemitowanych tlenków azotu w silnikach ZS zasilanych olejem rzepakowym. [11]

Z kolei w pracy [1] wykazano korzystny wpływ biododatków do oleju napędowego na spadek emisji tlenków azotu podczas rozruchu zimnego silnika. Ponadto w pracy [11] wykazano że przy zasilaniu olejem rzepakowym istotnie spada zawartość toksycznych węglowodorów aromatycznych oraz cząstek stałych w stosunku do zasilania olejem napędowym.

5. Podsumowanie

Stosowanie oleju rzepakowego do zasilania silników o zapłonie samoczynnym jest możliwe niejednokrotnie bez żadnych zmian konstrukcyjnych silnika a niekiedy również bez konieczności modyfikacji układu zasilania. W nowszych konstrukcjach silników ZS w celu poprawy sprawności silnika możliwa jest modyfikacja przebiegu procesu wtrysku czy regulacja kąta początku wtrysku, na co pozwala układ zasilania z listwą zasobnikową typu Common Rail. Należy wziąć pod uwagę także fakt, że większość Autorów badało możliwość zasilania olejem rzepakowym silników fabrycznie przystosowanych do pracy na oleju napędowym, a nie na biopaliwie, przez co osiągnięte parametry użytkowe silników zasilanych tym paliwem były niższe.

Ogromną zaletą oleju rzepakowego jest jego powszechna dostępność, prostota otrzymania oraz możliwość używania oleju który został już użyty w gastronomii czy przemyśle spożywczym. Tego typu olej który, jak zdawałoby

się jest kłopotliwym odpadem, może być unieszkodliwiany w komorze spalania silnika przy jednoczesnym odzysku energii w nim zawartej, przyczyniając się jednocześnie do zmniejszenia się zużycia paliw z przerobu ropy naftowej. Mimo, że z wielu przyczyn w najbliższej przyszłości olej rzepakowy, nie będzie stanowił zagrożenia dla konwencjonalnych paliw do silników o zapłonie samoczynnym, z czasem jego udział jako dodatku do oleju napędowego w postaci surowej lub jako ester oleju rzepakowego, będzie się stopniowo zwiększał.

Literatura

- [1] Ambrozik A., *Wpływ paliwa na emisję szkodliwych składników spalin silnika o zapłonie samoczynnym podczas zimnego rozruchu*, Eksploatacja i niezawodność, 1/2015, s. 95-106.
- [2] Baczewski K., Kałdoński T., *Paliwa do silników o zapłonie samoczynnym*, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa, 2008.
- [3] Bocheński C., Bocheńska A., *Olej rzepakowy paliwem do silników Diesla*, "Czasopismo techniczne", 8/2008, s. 133-142.
- [4] Broniarz-Press L. i in., *Analiza reologiczna paliw i biopaliw ciekłych*, Inżynieria i Aparatura Chemiczna, 3/2013, s. 159-160.
- [5] Dzieniszewski G., *Wybrane problemy stosowania biopaliw do zasilania silników z zapłonem samoczynnym*, "Inżynieria Rolnicza", 10/2008, s. 39-45.
- [6] Kiernicki Z., *Analiza porównawcza wtrysku biopaliwa rzepakowego i paliwa ropochodnego*, Materiały konferencyjne 26 Międzynarodowej Konferencji Naukowej Silników Spalinowych, Nałęczów, 2000.
- [7] Klimkiewicz M. i in., *Efektywność pracy silnika zasilanego olejem rzepakowym*, "Inżynieria Rolnicza", 2/2013, s. 123-132.
- [8] Longwic R., *Emisja hałasu silnika wysokoprężnego zasilanego mieszaninami oleju rzepakowego i heksanu*, Logistyka, 6/2014, s. 6795-6808.
- [9] Pilarski K., *Charakterystyka oleju rzepakowego jako paliwa do zasilania ciągnikowych silników z zapłonem samoczynnym*, Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna, 1/2009, s. 1-3.
- [10] Szlachta Z., *Zasilanie silników wysokoprężnych paliwami rzepakowymi*, Wydawnictwo Komunikacji i Łączności, Warszawa, 2002.
- [11] Tys J. i in., *Technologiczne i ekonomiczne uwarunkowania produkcji biopaliw z rzepaku*, Acta Agrophysica, Wydawnictwo Instytutu Agrofizyki, 2003.
- [12] Zajac G., *Badania eksploatacyjne oleju rzepakowego jako oleju silnikowego*, Tribologia, 6/2009, s. 155-163.

X Wpływ temperatury na skład produktów pirolizy

Kazimierski Paweł^{1,2}, Klein Marek¹, Kardaś Dariusz¹,

¹ Zakład Energii Odnawialnych, Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk, ul. Fiszera 14, 80-231 Gdańsk, e-mail: pkazimierski@imp.gda.pl

² Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

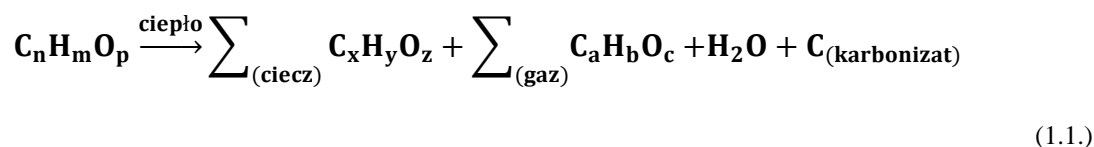
Streszczenie

Praca prezentuje wyniki badań pirolizy biomasy przy różnych temperaturach maksymalnych prowadzenia procesu. Biomasa użytą w eksperymentach były zrębki brzożowe. Analizowano udziały masowe pięciu frakcji produktów: karbonizatu, smół lekkich, smół ciężkich, wody oraz gazu pirolitycznego. Wykonano także analizy ciepła spalania poszczególnych frakcji w zależności od temperatury prowadzenia procesu. Eksperymenty wykonano przy pomocy laboratoryjnego reaktora pirolitycznego, titratora Karla Fischera, bomby kalorymetrycznej, chromatografu gazowego oraz analizatora elementarnego CHNS-O. Pirolizę prowadzono w temperaturach 300, 400 oraz 500°C. Otrzymane produkty rozdzielano, ważono, oraz oznaczano ich ciepło spalania.

Słowa kluczowe: biomasa, piroliza, gaz pirolityczny, smoły pirolityczne, odnawialne źródła energii

1. Wstęp

Piroliza jest procesem termochemicznej dekompozycji w atmosferze beztlenowej. Jest to złożony proces rozpadu związków chemicznych do mniejszych molekuł pod wpływem dostarczonej z zewnątrz energii cieplnej [1]. Większość reakcji zachodzących podczas pirolizy jest endotermiczna. Ogólnie proces pirolizy można przedstawić za pomocą reakcji:



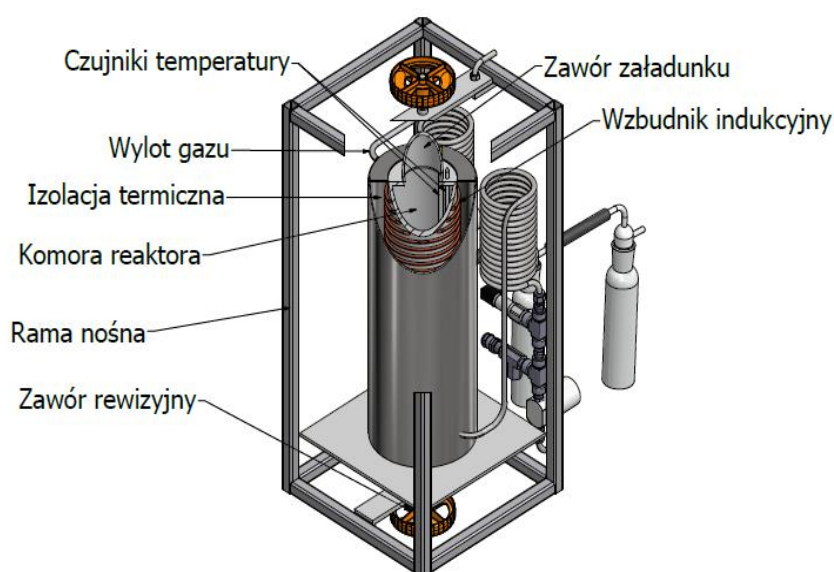
W wyniku pirolizy powstają produkty tworzące trzy frakcje:

- Karbonizat, będący koncentratem węgla, zawierający w sobie części mineralne, wchodzące w skład substratu poddanego pirolizie
- Frakcja ciekła, składająca się z części organicznej o bardzo złożonym składzie chemicznym oraz części wodnej, zawierającej, między innymi, kwas octowy czy metanol Konwersja biomasy
- Frakcja gazowa, będąca mieszaniną CO₂, CO, H₂, oraz węglowodorów- głównie metanu

W literaturze można odnaleźć dużą ilość prac, w których autorzy przedstawiają różne warunki prowadzenia procesu oraz wpływ tych parametrów na otrzymane produkty [2], [3], [4],[5]. Basu [1] w swojej pracy zebrał parametry pirolizy takie jak temperatura maksymalna, czas trwania procesu i przedstawił ich wpływ na uzyskane produkty: karbonizatu, biooleju lub gazu pirolitycznego. Ponadto, wzrost maksymalnej temperatury i szybkości nagrzewania biomasy powoduje zwiększenie ilości frakcji ciekłej i gazowej [6].

2. Metodyka badawcza

Badania pirolizy wykonano w wysokotemperaturowym reaktorze do pirolizy ŚMIGŁY (Rys. 2.1.). Komora reaktora ma kształt walca o średnicy wewnętrznej 98mm. Aktywna część komory reaktora, owinięta wzbudnikiem grzania indukcyjnego oraz izolacją termiczną, znajduje się w środkowej części. Górną część stanowi komora dystansowa z zaworem załadunku reaktora. Poniżej części aktywnej reaktora znajduje się komora dystansowa z zaworem rewizyjnym. Ponadto aktywna część komory reaktora ponadto jest wyposażona w termopary zamontowane na 1/3 i 2/3 wysokości. Pozwala to na pomiar i rejestrację temperatury w reaktorze i w złożu badanego wsadu podczas prowadzenia eksperymentów. Reaktor ŚMIGŁY, przeznaczony jest do prowadzenia pirolizy w temperaturze do 950°C. Układ wlotowy oraz upustowy wyposażony jest w chłodnice powietrzne w celu schłodzenia doprowadzających/odprowadzanych gazów. W celu pomiaru i kontroli ciśnienia, w instalacji zamontowano przetwornik ciśnienia oraz zawór bezpieczeństwa. Powstające gazy pirolityczne przechodzą przez układ płuczek, w których zatrzymywane są węglowodory kondensujące, oraz woda. Gaz pirolityczny analizowano z wykorzystaniem GC-TCD. Analizowano zawartość CO, CO₂, H₂ oraz CH₄.



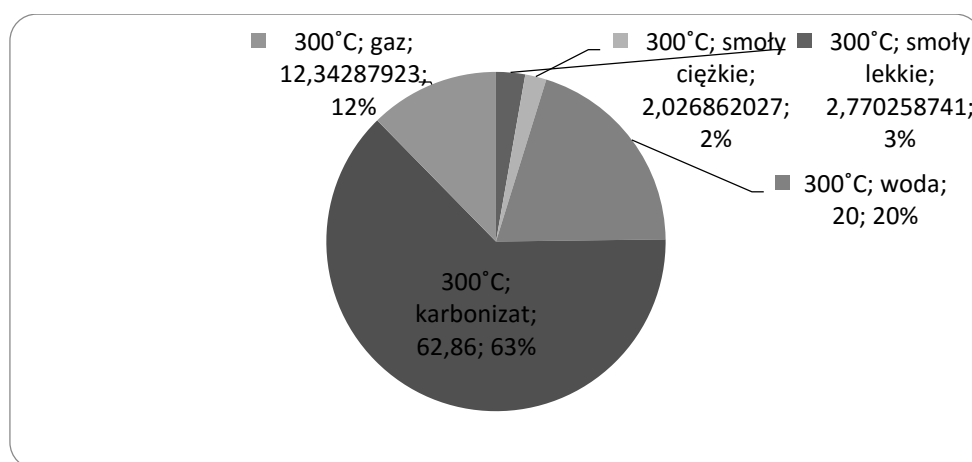
Rys. 2.1 Reaktor do pirolizy ŚMIGŁY.

Strumień gazu pirolitycznego powstający w reaktorze przepuszczany był przez układ sześciu płuczek z izopropanolem. Pierwsze dwie płuczki znajdowały się w zbiorniku z wodą o temperaturze pokojowej, kolejne cztery płuczki w termostатовanym kriostacie o temperaturze -20°C. Niska temperatura w jakiej utrzymywane były płuczki służyła wykondensowaniu niskolotnych składników frakcji ciekłej, oraz zabezpieczeniu izopropanolu przed odparowaniem z płuczek. Po eksperymencie zawartość wszystkich płuczek była zlewana do kolby, płuczki były myte w izopropanolu, a popłuczyny dolewane do kolby, następnie kolbę uzupełniano świeżym izopropanolem do uzyskania sumarycznej objętości 1 dm³. Procedurę tą zastosowano do wszystkich eksperymentów. Następnie pobierano próbkę cieczy i oznaczano w niej zawartość wody przy użyciu titratora Karla- Fischera. Kolejną próbkę cieczy umieszczano w wytarowanej parownicze, ponownie ważono i pozostawiano pod wyciągiem do czasu odparowania izopropanolu oraz frakcji nisko wrzącej. Otrzymywaną w ten sposób frakcję ważono. W pracy frakcja ta oznaczona jest jako smoły ciężkie. Próbkę nie odparowanych smół oznaczano pod względem ciepła spalania. Po wystygnięciu reaktora wyciągano karbonizat. Frakcja stała była ważona i zbadana pod względem ciepła spalania. Frakcja gazowa została oznaczona chromatograficznie, a jej wartość opałowa została wyliczona ze składu gazu pirolitycznego.

3. Wyniki

3.1. Piroliza do 300°C

W wyniku pirolizy zrębków brzozy w temperaturze do 300°C otrzymano 5 frakcji produktów. Głównym otrzymanym produktem był karbonizat stanowiący 63% masy produktów. Otrzymana frakcja stała charakteryzowała się ciepłem spalania nieznacznie wyższym od ciepła spalania drewna (17,37MJ/kg) użytego do eksperymentów i wynosiła 18,84 MJ/kg. Oznaczenie wody w produktach wykazało uzyskanie 20 gramów wody ze 100 gramowej próbki drewna. Ilość smół uzyskanych w eksperymencie była niska i wynosiła dla smół lekkich oraz ciężkich kolejno 2 i 3 %. Na rysunku 3.1.1. zaprezentowano udział poszczególnych frakcji w produktach pirolizy.



Rys. 3.1.1 Udział poszczególnych frakcji w produktach pirolizy do temperatury 300°C.

Głównymi palnymi składnikami gazu pirolitycznego jest wodór, tlenek węgla oraz metan. Zawartość tych składników w gazie pirolitycznym otrzymanym do 300°C prezentuje Tab. 1. W eksperymentach prowadzonych do temperatury 300°C uzyskano małą zawartości gazów palnych. Średnia wartość opałowa gazu pirolitycznego wyniosła 1,57 MJ/Nm³.

Tab. 2 Skład gazu pirolitycznego w eksperymentach prowadzonych do 300°C

| Składnik | H ₂ | CO | CH ₄ |
|-----------------------|----------------|-------|-----------------|
| Zawartość w gazie [%] | 0,23 | 11,43 | 0,32 |

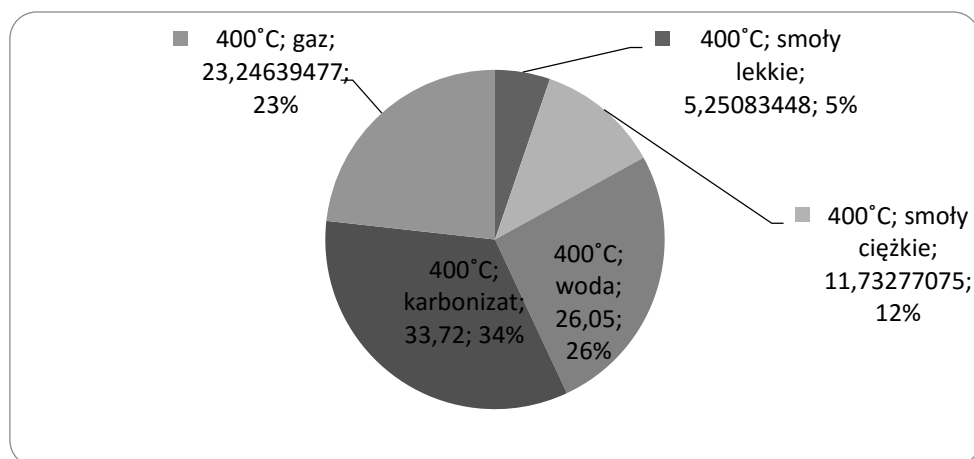
3.2. Piroliza do 400°C

W serii eksperymentalnej do 400°C udział karbonizatu się zmniejszył i stanowił 34% masy produktów. Kosztem mniejszej ilości pozostałości stałej zwiększył się udział pozostałych frakcji.

W badaniach prowadzonych do 400°C otrzymano ponad 30% gazów palnych. Główny gazem palnym był tlenek węgla. Średnia wartość opałowa mieszaniny gazowej wyniosła 4,23 MJ/Nm³.

Tab. 3 Skład gazu pirolitycznego w eksperymentach prowadzonych do 400°C

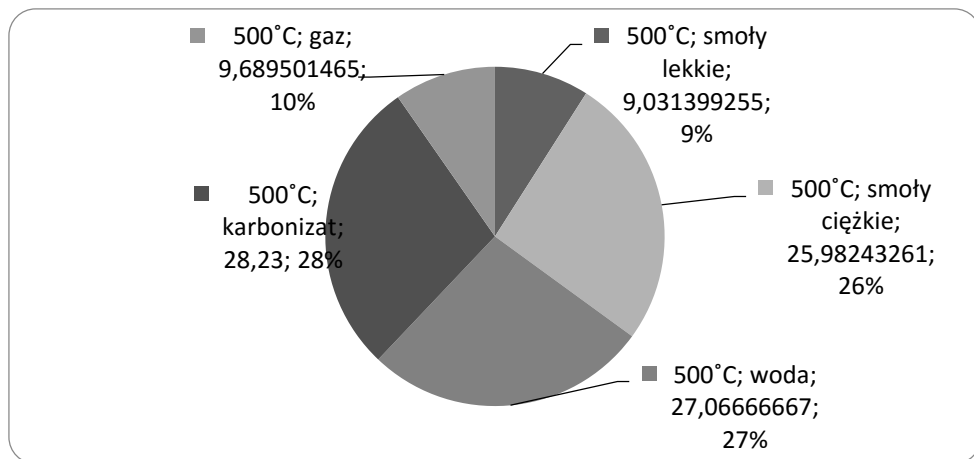
| Składnik | H ₂ | CO | CH ₄ |
|-----------------------|----------------|-------|-----------------|
| Zawartość w gazie [%] | 4,28 | 26,72 | 1,21 |



Rys. 3.2.1 Udział poszczególnych frakcji w produktach pirolizy do temperatury 400°C.

3.3. Piroliza do 500°C

Piroliza prowadzona do 500°C dała małą ilość frakcji stałej (28%), oraz dużą ilość frakcji ciekłej. Łączny uzysk produktów ciekłych wyniósł 62%. Głównym składnikiem frakcji ciekłej była woda stanowiąca 27%, smoły ciężkie 26% oraz smoły lekkie 9%.



Rys. 3.3.1 Udział poszczególnych frakcji w produktach pirolizy do temperatury 500°C

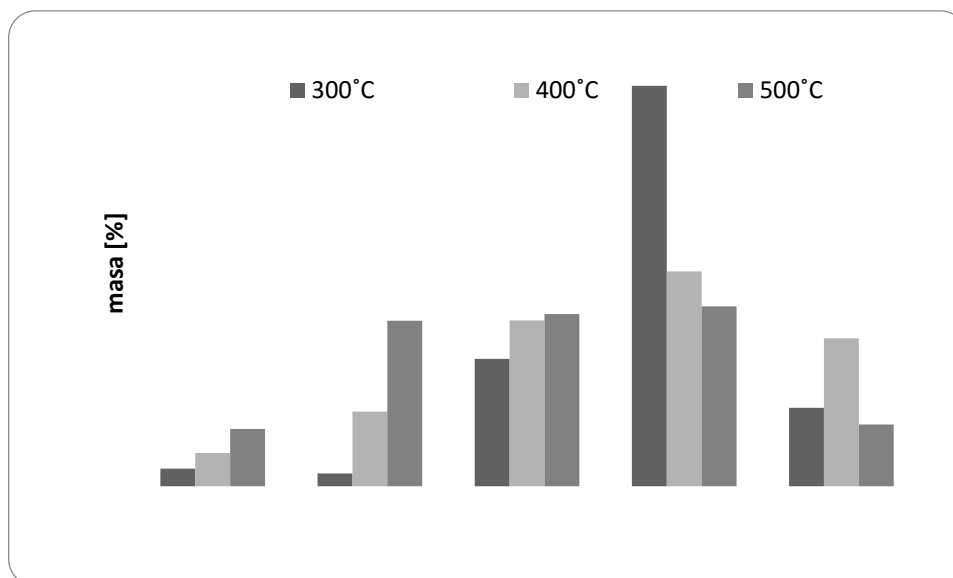
Eksperymenty prowadzone do 500°C charakteryzowały się uzyskiem dużej ilości wodoru. Średnia wartość opałowa gazu pirolitycznego dla tej serii pomiarowej wyniosła 5,26 MJ/Nm³.

Tab. 4 Skład gazu pirolitycznego w eksperymentach prowadzonych do 500°C

| Składnik | H ₂ | CO | CH ₄ |
|-----------------------|----------------|-------|-----------------|
| Zawartość w gazie [%] | 7,2 | 29,59 | 2,22 |

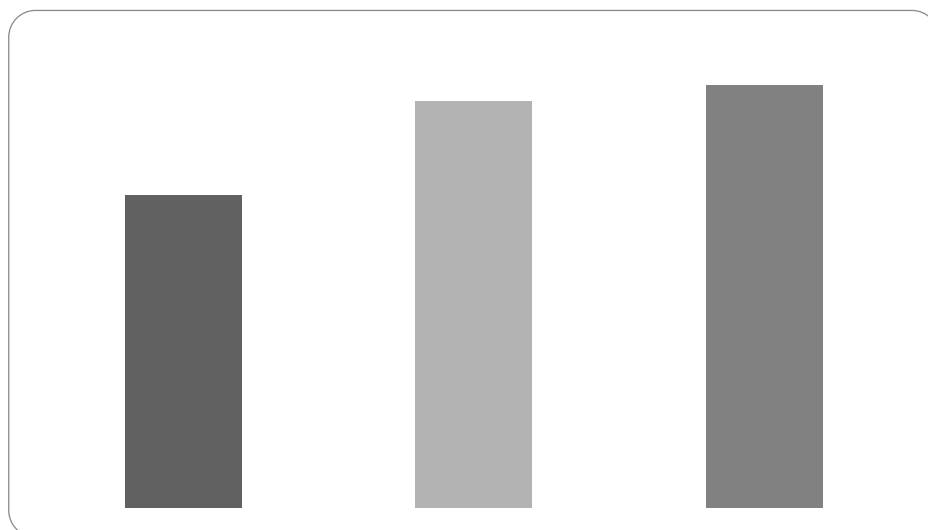
4. Zestawienie wyników

Rysunek 4.1 prezentuje zestawienie udziałów poszczególnych frakcji dla serii różniących się temperaturą maksymalną prowadzenia procesu. Wzrost temperatury prowadzenia procesu powoduje znaczący wzrost uzysku smół, zarówno lekkich jak i ciężkich. W wyższej temperaturze zaobserwowano także wyższą zawartość wody we frakcji ciekłej. Odmienna tendencja wystąpiła dla pozostałości stałej. Udział masowy karbonizatu malał wraz ze wzrostem temperatury, efekt ten jest najlepiej widoczny dla temperatur 300 oraz 400°C. Podczas tych eksperymentów uzysk frakcji stałej wynosi kolejno 62,86 oraz 33,72% masy wsadu.



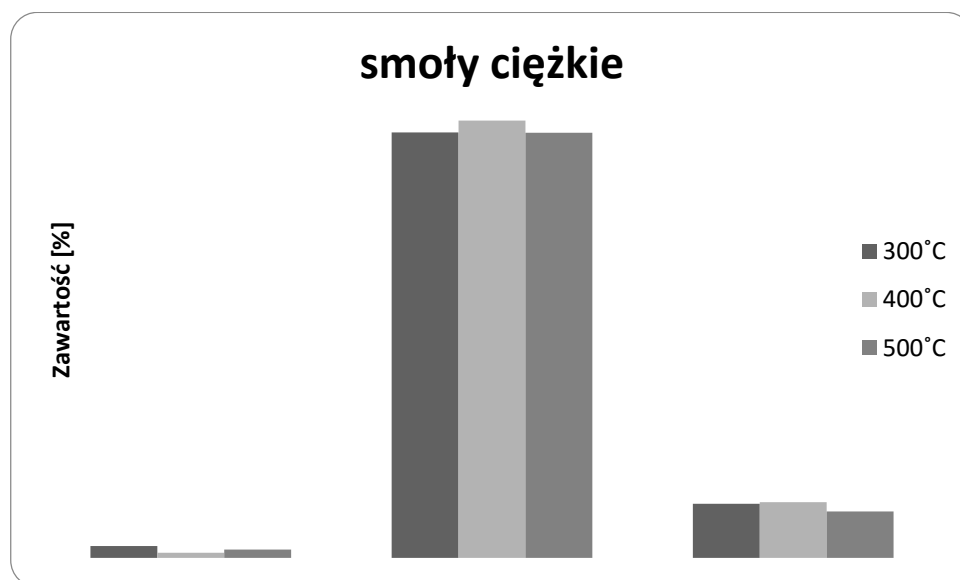
Rys. 4.1 Zestawienie udziałów poszczególnych frakcji w eksperymentach różniących się temperaturą maksymalną procesu.

Rys. 4.1.2 prezentuje udział wody w produktach dla różnych temperatur maksymalnych prowadzenia procesu. Jak możemy zauważyć na poniższym zestawieniu zawartość wody wzrasta wraz z temperaturą maksymalną procesu.

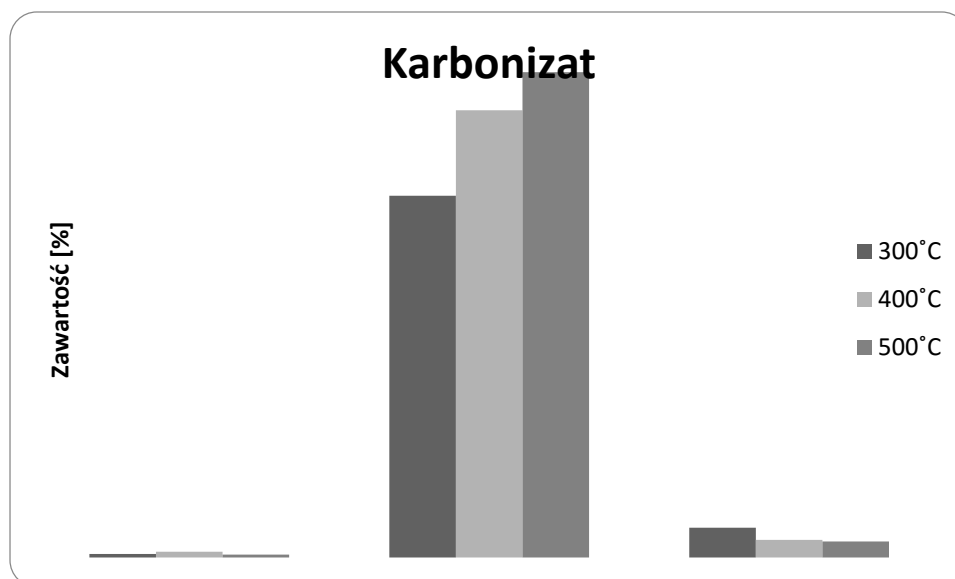


Rys. 4.1.2 Udział wody w produktach pirolizy dla eksperymentów prowadzonych do różnych temperatur maksymalnych.

Wykonano także analizę elementarną otrzymanych produktów. Rys. 4.1.3 prezentuje skład pierwiastkowy smół ciężkich otrzymanych w różnych temperaturach. Jak możemy zauważyć na poniższym zestawieniu skład pierwiastkowy smół ciężkich zależy w małym stopniu od temperatury ich otrzymania. Odminną zależność możemy zauważyć w przypadku analizy elementarnej karbonizatu. Rys. 4.1.4. prezentuje skład pierwiastkowy karbonizatu otrzymanego w różnych temperaturach. Ilość węgla we frakcji stałej wzrasta wraz ze wzrostem temperatury w jakiej produkt ten został otrzymany. Dla temperatury 300, 400 i 500°C zawartości węgla wynoszą kolejno 63,07%, 77,96% oraz 84,64%. Rosnąca zawartość węgla przełożyła się na rosnące ciepło spalania karbonizatu, które dla tych próbek wynosi kolejno: 18,83 MJ/kg, 20,57 MJ/kg oraz 26,13 MJ/kg.



Rys. 4.1.3 Skład pierwiastkowy smół ciężkich otrzymanych w różnych temperaturach



Rys. 4.1.4 Skład pierwiastkowy karbonizatu otrzymanego w różnych temperaturach

5. Podsumowanie i wnioski

Udział poszczególnych frakcji produktów podczas pirolizy biomasy drzewnej zmienia się wraz z temperaturą. Wyraźnie widoczna jest tendencja do otrzymywania większej ilości frakcji ciekłej, i mniejszej ilości karbonizatu wraz ze wzrostem temperatury. Karbonizat otrzymywany w wyższych temperaturach charakteryzują się większą zawartością węgla, oraz mniejszą zawartością wodoru. Wartość opałowa gazu pirolitycznego wzrasta wraz z temperaturą jego otrzymania, zwiększa się także udział wodoru oraz metanu w mieszaninie gazowej.

Literatura

- [1] Basu P. *Biomassgasification and pyrolysis practical design and theory*. Oxford; 2010.
- [2] Zolezzi Aea. *Conventional and fast pyrolysis of automobile shredder residues (ASR)*. Waste Management. 2004:691- 699
- [3] 10 Putun A.E. OE, BB, N. *Comparison between the "slow" and "fast" pyrolysis of tobacco residua*. Industrial Crops and Products. 2007:307–314
- [4] Bridgwater AV, Peacocke GVC. *Fast pyrolysis processes for biomass*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2000:1-73.
- [5] Onay O. BSH, OM. *Fastpyrolysis of rape seed in a well-swept fixed-bed reactor*. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. 2001:995–1007.
- [6] Kardaś D. Kluska J., Klein M., Kazimierski P., Heda Ł. *Teoretyczne i eksperymentalne aspekty pirolizy biomasy i odpadów*. Olsztyn : UWM, 2014

XI Analiza matematyczna obiegu turbiny gazowej z wtryskiem wody do komory spalania

Paweł Mońka ¹;

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

Streszczenie

Panujące w ostatnim czasie trendy polityczne i gospodarcze w połączeniu z zaletami, którymi można opisać układy turbin gazowych przyczyniają się do wzrostu udziału turbin w bilansie energetycznym kraju. W pracy wykonano rozbudowany model matematyczny turbiny gazowej przy wykorzystaniu komercyjnego kodu Epsilon Professional. W celu dokładnego i wiernego odwzorowania pracy modelowanego układu zaimplementowano szereg charakterystyk opisujących wzajemne korelacje pomiędzy określonymi parametrami. W artykule przedstawiono wpływ obciążenia układu na osiąganą moc elektryczną, sprawność wytwarzania elektryczności oraz emisję substancji szkodliwych. Ponadto wykonano modernizację układu polegającą na wtrysku wody do komory spalania, której zadaniem jest wzrost mocy i efektywności oraz poprawa charakterystyk ekologicznych.

Słowa kluczowe: turbina gazowa, wtrysk wody do komory spalania.

1. Wstęp

Dynamiczny rozwój przemysłu ma decydujący wpływ na stale rosnące zapotrzebowanie na energię i powstające przy jej wytwarzaniu zanieczyszczenia. Jednocześnie coraz to bardziej rygorystyczne normy emisji substancji szkodliwych oraz gazów cieplarnianych zmuszają wytwórców energii do stosowania nowych i bardziej złożonych instalacji, w celu spełnienia wymogów ochrony środowiska, pamiętając o zachowaniu dodatniego rachunku ekonomicznego prowadzonego przedsięwzięcia. Dlatego też, staje się nieuniknione podejmowanie działań, których celem jest zwiększenie efektywności wytwarzania energii elektrycznej z jednoczesnym obniżeniem negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.

Coraz chętniej wykorzystywane w energetyce zawodowej stają się turbiny gazowe. Dzieje się tak nie tylko za sprawą wprowadzenia zróżnicowanego mix'u energetycznego rynku krajowego czy też polityki Unii Europejskiej, ale przede wszystkim poprzez szereg zalet, jakim można opisać układy turbin gazowych.

Do głównych zalet układów gazowych można zaliczyć wysoką sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Dla układów turbin gazowych wynosi ona ponad 40%, natomiast dla układów kombinowanych (hybrydowych) wyposażonych w dodatkowe wymienniki czy też układy gazowo-parowe sprawność może przekraczać 60%. Cechą ważną dla przyszłych inwestorów jest szybki czas budowy jednostek, który w przypadku dużych mocy wynosi jedynie 24÷36 miesięcy, dodatkowo układy te charakteryzują się budową modułową, co sprzyja łatwości przeprowadzania remontów i modernizacji. Charakterystyczne dla turbin gazowych jest również duża elastyczność pracy, zarówno w cyklu dobowym jak i w rocznym.

Na atrakcyjność opisywanej technologii wpływa również małe oddziaływanie na środowisko oraz niski poziom emisji substancji szkodliwych [1, 2, 3].

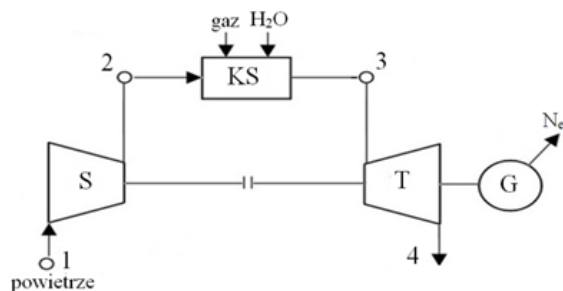
2. Układy gazowo-parowe z wtryskiem wody

Przedsiębiorcy cały czas dążą do poprawy efektywności pracy zakładu oraz minimalizacji kosztów. Wszystko to w celu zwielokrotnienia zysku z prowadzonej działalności. W energetyce gazowej wykorzystującej turbiny gazowe możliwe jest szybkie, ekologiczne i efektywne zwiększenie mocy jednostki poprzez modernizację komory spalania i zastosowanie wtrysku wody lub pary wodnej [4].

W literaturze światowej można spotkać opisy układy STIG (z ang.: Steam Injection Gas Turbine) oraz CSTIG (z ang.: Combined Steam Injection Gas Turbine), które są układami gazowymi oraz gazowo-parowymi. Cechą charakterystyczną układów STIG i CSTIG jest połączenie obiegu Braytona z obiegiem parowym w komorze spalania turbiny gazowej. W ekspanderze turbiny gazowej następuje rozprężenie zarówno spalin, jak i pary wodnej, co w konsekwencji prowadzi do zwiększenia mocy układu [5, 6]. Domieszka wody podanej do komory spalania może przyczynić się do wzrostu sprawności o 10 punktów procentowych, co zostało przedstawione w pracy [11]. Obecność pary wodnej w komorze spalania dodatkowo pozwala na ograniczenie emisji szkodliwych substancji, co ma wymierne skutki finansowe przy budowie kosztownych systemów oczyszczania spalin [7]. Wtrysk wody (pary wodnej) skutkuje obniżeniem temperatury panującej w komorze spalania i przyczynia się do obniżenia emisji tlenków azotu, które generowane są głównie poprzez mechanizm termiczny (tzw.: mechanizm Zeldowicza) [8, 9, 10]. Aktualnie rozwiązania wykorzystujące wtrysk wody do komory spalania można spotkać w ofercie wiodących koncernów takich jak General Electric, Kawasaki, Rolls-Royce.

3. Opis analizowanego układu turbiny gazowej

Przedmiotem analizy niniejszej pracy jest układ turbiny gazowej, której to komora spalania wyposażona została wtrysk wody. Głównym celem analizy jest wyznaczenie wpływu wtrysku wody na działanie układu oraz wyznaczenie podstawowych parametrów pracy układu turbiny gazowej. Schemat omawianego układu przedstawiono na Rys. 1.



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

Model matematyczny opisywanej instalacji został wykonany za pomocą komercyjnego kodu Epsilon® Professional firmy Steag [12]. Dodatkowo zastosowano integrację wykorzystanego kodu z MS Excel [13]. W celu dokładnej symulacji pracy turbiny gazowej wykonano i zaimplementowano zbiór 241 charakterystyk opisujących wzajemną korelację między poszczególnymi parametrami układu. Przekładowe wykorzystane charakterystyki zostały przedstawiono na Rys. 2

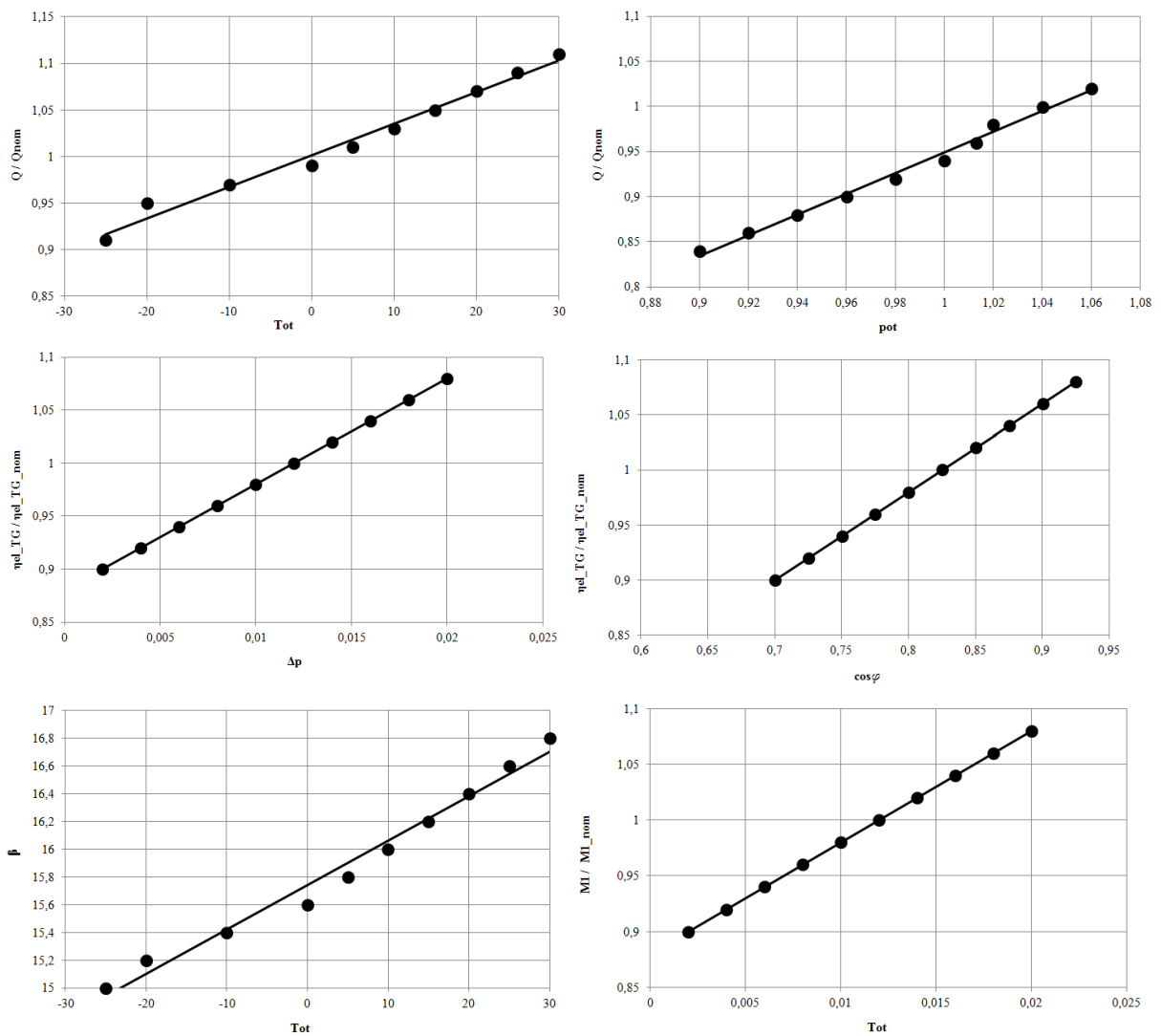
Wykonany model matematyczny pozwolił to na symulacje pracy opisywanej turbiny gazowej oraz wyznaczenie podstawowych parametrów pracy i charakterystyk układu. Dodatkowo wykorzystane oprogramowanie umożliwiło ocenę wpływu zastosowanego wtrysku wody na zmianę składu spalin i parametry pracy ekspandera.

Do analizy przyjęto model turbiny gazowej firmy Siemens. 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 wtrysku wody do komory spalania.

W celu określenia strumienia wtryskiwanej wody do komory spalania wprowadzony został współczynnik X_{H_2O} , który został zdefiniowany zależnością (1) i określa stosunek masowy wody podawanej do komory spalania oraz powietrza.

$$X_{H_2O} = \frac{\dot{m}_{H_2O}}{\dot{m}_{pow}} \quad (1)$$

Wartościami wiodącymi w wykonanych obliczeniach jest zmienna temperatura na wlocie do ekspandera t_3 oraz zmienny współczynnik X_{H_2O} . Zmiana wartości wymienionych parametrów wpływa znacząco na pracę układu turbiny gazowej, co zostało przedstawione w dalszej części pracy. Założenia do obliczeń układu turbiny gazowej zestawiono w tab. 1.



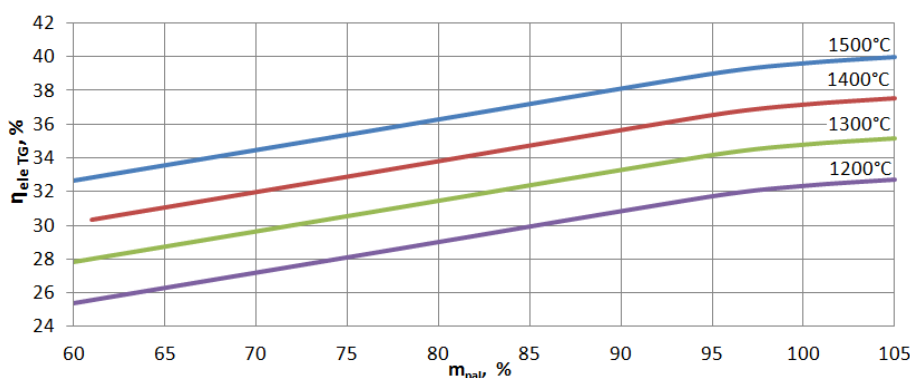
Rys. 2 Przykładowe charakterystyki opisujące pracę turbin gazowej zaimplementowane do modelu matematycznego (dla $t_3 = 1500^\circ\text{C}$) [12].

Tab. 1 Założenia do obliczeń układu turbiny gazowej.

| Parametr | Wartość | Parametr | Wartość |
|---|---------------|-----------------------------------|----------|
| Moc elektryczna, N_{el} | 50,42 MW | Sprawność izentropowa spręż- | 88% |
| Udział wody w powietrzu, X_{H_2O} | 0 ÷ 0,25 | Sprawność mechaniczna spręż- | 99% |
| Wartość opałowa gazu ziemnego, | 49,49 | Straty ciepła w komorze spalania | 1% |
| Stosunek ciśnień w sprężarce, β | 15,8 | Straty ciśnienia w komorze spala- | 1% |
| Temperatura spalin przed T, t_3 | 1200 ÷ 1500°C | Straty ciśnienia na wlocie do S | 0,01 bar |
| Współczynnik nadmiaru powietrza w | 1,96 | Straty ciśnienia na wylocie z T | 0,03 bar |
| Temperatura spalin za ekspande- | 550°C | Ciśnienie spalin na wylocie z TG, | 1,05 bar |
| Sprawność izentropowa ekspandera, | 90% | Ciśnienie otoczenia, p_1 | 1,013 |
| Sprawność mech. ekspandera, η_{mT} | 99% | Temperatura otoczenia, t_{ot} | 15°C |
| Sprawność generatora, η_G | 99% | | |

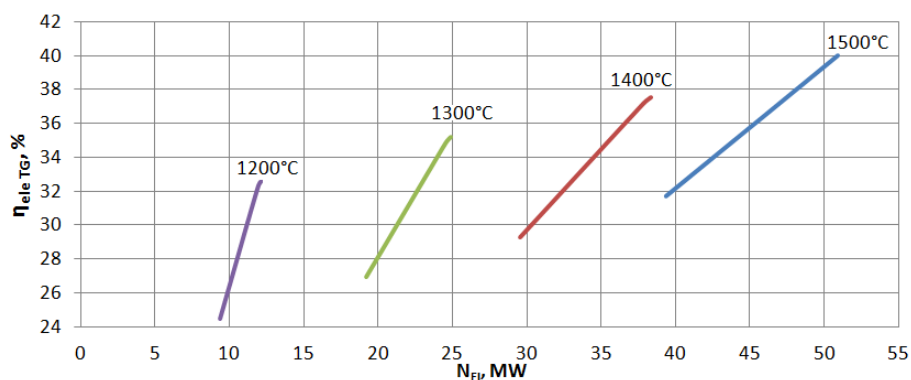
4. Wpływ wybranych parametrów na działanie układu

Ważną cechą pracy nowobudowanych bloków energetycznych jest elastyczność zmiany obciążenia. Zdolność jednostki wytwórczej do stosunkowo szybkich oraz dużych skoków mocy jest konieczna ze względu na pracę systemu elektroenergetycznego, z którym to jednostka musi w pełni współgrać. Ponadto ważnym wskaźnikiem opisującym zdolność zmiany obciążenia, jest spadek sprawności przy pracy z niepełną mocą. Na rys. 3 przedstawiono sprawność modelowanej turbiny gazowej w funkcji zmiennego obciążenia w zakresie 60 ÷ 105% strumienia podawanego paliwa. Zauważyć można, iż obniżenie mocy układu o 40%, skutkuje spadkiem sprawności w zakresie 17,1 ÷ 21,0% w zależności od temperatury na wlocie do ekspandera t_3 . Najmniejszym spadkiem η_{elTG} charakteryzuje się model turbiny z temperaturą $t_3=1500^\circ\text{C}$, największym natomiast z $t_3=1200^\circ\text{C}$.



Rys. 3 Sprawność elektryczna turbiny gazowej η_{elTG} w zależności strumienia podawanego paliwa w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 (dla $X_{H_2O}=0$).

Na rys. 4 przedstawiono wykres sprawności wytwarzania elektryczności w funkcji mocy elektrycznej turbiny gazowej. Redukcja strumienia podawanego paliwa o 40% skutkuje obniżeniem osiągalnej mocy od 18,9% (dla układu turbiny z $t_3=1500^\circ\text{C}$) do 21,9% (dla turbiny z $t_3=1200^\circ\text{C}$).



Rys. 4 Sprawność elektryczna turbiny gazowej η_{eITG} w zależności moc elektrycznej układu w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 (dla $X_{H_2O}=0$).

Na podstawie danych przedstawionych na rys. 3 i 4 można założyć, iż wszystkie zamodelowane układy turbin gazowych zachowują się podobnie i charakteryzują się zbliżonymi parametrami pracy przy zmiennym obciążeniu.

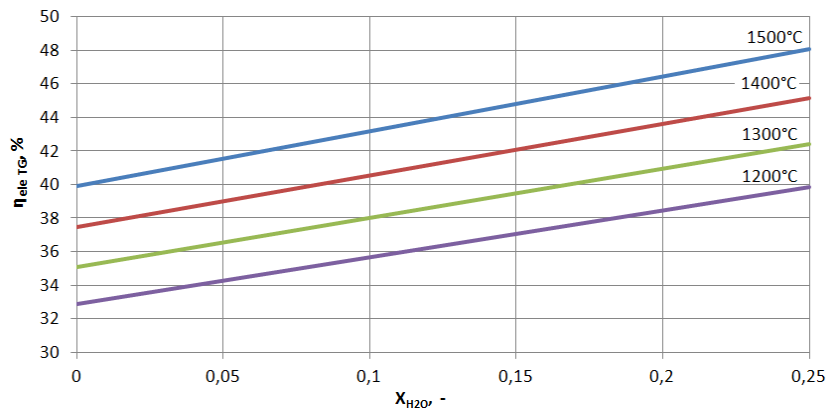
4.1. Wpływ zastosowania wtrysku wody do komory spalania

System elektroenergetyczny charakteryzuje się znikomymi możliwościami magazynowania energii, dlatego też cała bieżąca produkcja elektryczności jest natychmiast konsumowana. Zmienne zapotrzebowanie sieci w cyklu dobowym jak i sezonowym zmusza jednostki wytwórcze do ciągłych zmian obciążenia. Elektrownie jądrowe i węglowe (w mniejszym stopniu) prowadzone są w sposób ciągły przy stosunkowo stałych parametrach. Opisywane w pracy układy gazowe predysponowane są do szybkich i częstych zmian obciążenia i regulacji mocy w sieci elektroenergetycznej.

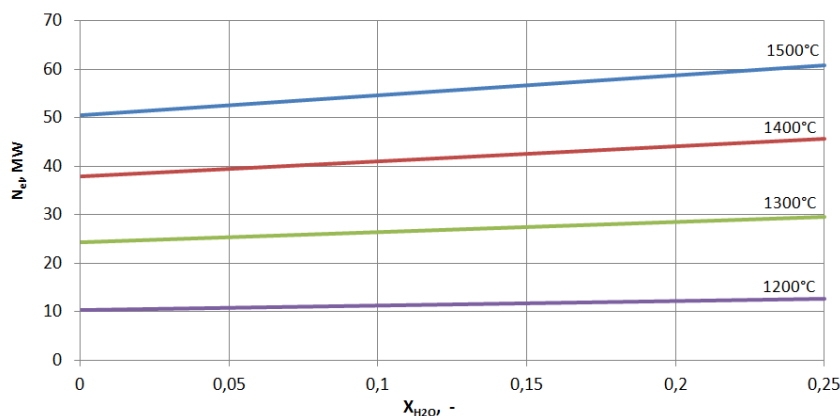
Prowadzenie bloku energetycznego poza parametrami nominalnymi wiąże się nie tylko ze spadkiem sprawności, ale również ze wzrostem emisji substancji szkodliwych. Trzeba mieć na uwadze, że zmiana parametrów pracy przyczynia się nie tylko do szybszego zużywania się układu, ale również do wzrostu kosztów produkcji. Wpływają na to koszty częstszych remontów, zwiększenie zużycia paliwa podyktowane spadkiem sprawności oraz wyższe opłaty za emisje substancji szkodliwych.

W celu zmiany generowanej mocy przez układ, konieczna jest zmiana strumienia podawanego paliwa oraz wynikające z tego obniżenie sprawności η_{eITG} co zostało ukazane na rys. 3 i 4. Możliwe jest zredukowanie spadku sprawności poprzez zastosowanie wtrysku wody do komory spalania. Na rys. 5 i 6 zostały przedstawione dane obrazujące przyrost sprawności η_{eITG} oraz mocy elektrycznej N_{el} poprzez zmianę współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} . Zauważyć można, że wzrost udziału wody w komorze spalania (spalinach), przyczynia się do wzrostu wartości parametrów.

Wtrysk wody w ilości 21,9 kg/s ($X_{H_2O}=0,25$) wpływa na zwiększenie mocy elektrycznej układu od 2,2 MW (dla $t_3=1200^\circ\text{C}$) do 10,3 MW (dla $t_3=1500^\circ\text{C}$). Jednocześnie, zauważyć można przyrost sprawności o 20,5÷21,2% w zależności od rozpatrywanego wariantu. Opisane zmiany pracy układu tłumaczyć można faktem, iż wtryskiwana woda przyczynia się do zwiększenia strumienia masowego spalin. To z kolei wpływa na wykonanie większej pracy przez ekspander i wyższej osiągalnej mocy na zaciskach generatora.



Rys. 5 Sprawność elektryczna turbiny gazowej η_{elTG} w zależności współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 .

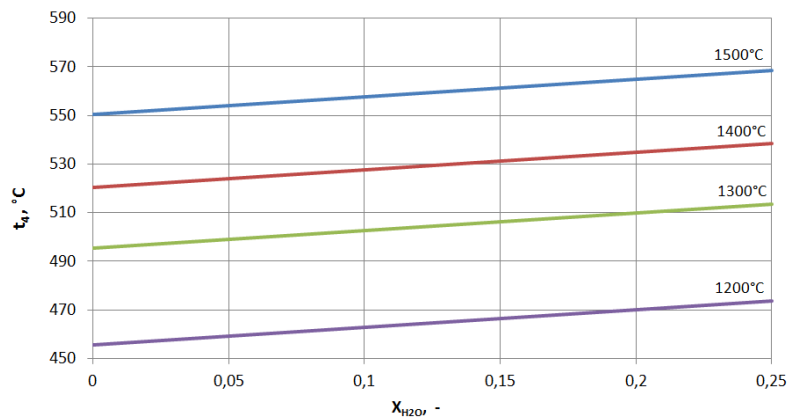


Rys. 6 Moc elektryczna turbiny gazowej N_{el} w zależności współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 .

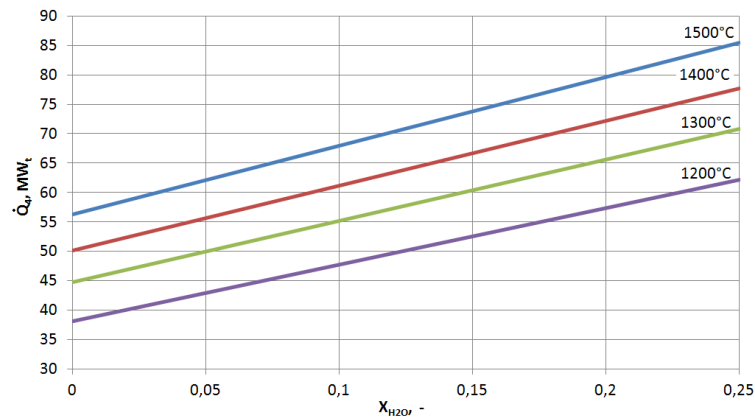
Analizując układy gazowe z wtryskiem wody, należy zwrócić uwagę nie tylko na przyrost osiągalnej mocy elektrycznej układu, ale również na parametry spalin opuszczających ekspander.

Na rys. 7 przedstawiony został wykres zależności temperatury spalin opuszczających turbinę gazową w funkcji współczynnika X_{H_2O} . Średni wzrost temperatury spalin wynosi $\Delta t_4=18^\circ\text{C}$. Zwiększenie współczynnika X_{H_2O} , przyczynia się do większego udziału wody (pary) w spalinach, zatem stosunki masowe gazów za komorą spalania zmieniają się. Składniki spalin, głównie N_2 , O_2 , CO_2 i H_2O różnią się wartością wykładnika adiabaty, zatem zgodnie z prawem Poissona, określającym przebieg przemiany adiabatycznej, możliwe są różnice w rozprężaniu gazów o różnej ilości cząstek. Dlatego też, można zaobserwować wzrost temperatury spalin za ekspanderem oraz opisaną na rys. 6. zmianę mocy elektrycznej układu.

Na rys. 8 przedstawiono wartości ciepła spalin \dot{Q}_4 opuszczających ekspander w funkcji współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} . Zauważyć można znaczny przyrost mocy wynoszący od 52% (dla $t_3=1500^\circ\text{C}$) do 63% (dla $t_3=1200^\circ\text{C}$). Wzrost ciepła spalin podyktowany jest nie tylko zmianą temperatury gazów opuszczających układ, ale przede wszystkim dużą zmianą strumienia masowego wynoszącego 32% dla współczynników $X_{H_2O}=0$ oraz $X_{H_2O}=0,25$ (uwzględnwszy w (1) strumień masowy paliwa).

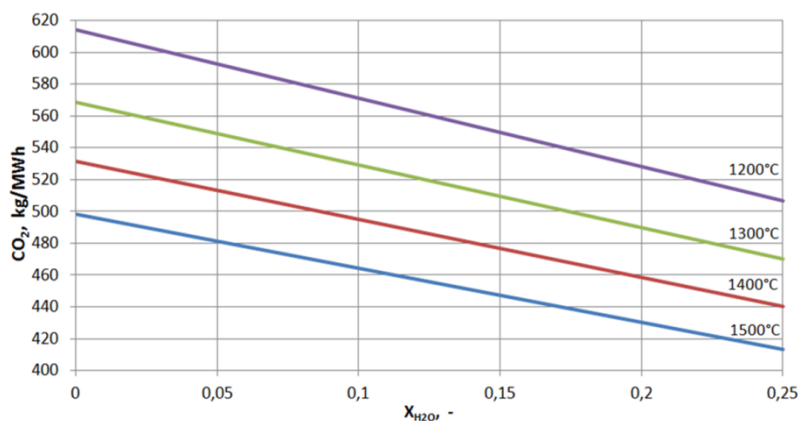


Rys. 7 Temperatura spalin opuszczających turbinę gazową t_4 w zależności współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 .



Rys. 8 Ciepło spalin \dot{Q}_4 opuszczających ekspandery w zależności współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 .

Praca układu gazowego, poza parametrami nominalnymi wiąże się nie tylko ze spadkiem sprawności, ale również ze wzmożoną emisją substancji szkodliwych, co zostało ukazane w pracach [6-10]. Wykorzystanie wtrysku wody do komory spalania wpływa również pozytywnie na obniżenie emisji dwutlenku węgla oraz tlenków azotu. Na rys. 9 i 11 przedstawiono charakterystyki emisji jednostkowej CO_2 i NO_x w funkcji współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} . Najniższe wartości emisji dwutlenku węgla osiągane są dla wysokich wartości temperatur za komorą spalania. Emisja CO_2 odniesiona do wytworzonej energii (MWh) została obniżona o około 17,5%, co przekłada się na $\Delta X_{CO_2} = 85 \text{ kg/MWh}$ dla układu turbiny z $t_3 = 1500^\circ\text{C}$, oraz na $\Delta X_{CO_2} = 107 \text{ kg/MWh}$ dla $t_3 = 1200^\circ\text{C}$. Przedstawiona uniknięta emisja CO_2 może przyczynić się do uzyskania rocznej oszczędności rzędu od 86,41 tys. € (dla $t_3 = 1200^\circ\text{C}$) do 328,54 tys. € (dla $t_3 = 1500^\circ\text{C}$) (przy założeniach: cena uprawnień do emisji CO_2 8 €/t, czas pracy bloku 8000 h/a).



Rys. 9 Emisja dwutlenku węgla turbiny gazowej w zależności współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 .

Wielkość emisji tlenków azotu uzależniona jest silnie od charakterystyki komory spalania, obecności niepożądanych domieszek w paliwie oraz występowaniu procesów (reakcji) ubocznych. Można wyróżnić trzy podstawowe grupy tlenków azotu [8]:

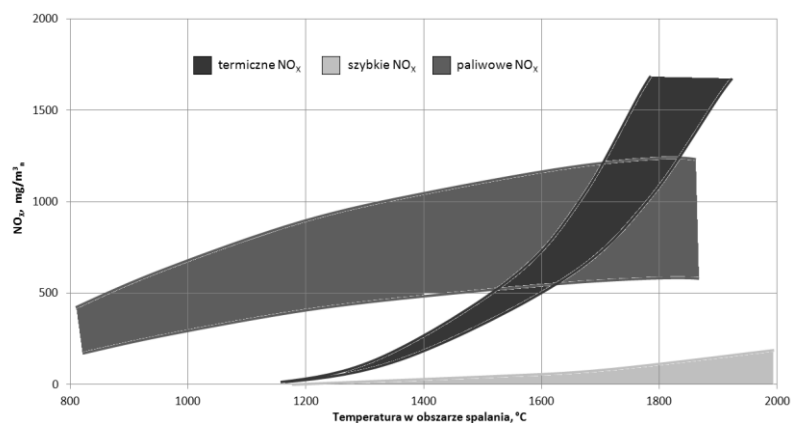
- termiczne NO_x wg Zeldowicza (reakcja bezpośrednia gazowego azotu z tlenem),
- szybkie NO_x (konwersja gazowego azotu w tlenki w obecności węglowodorów zawartych w paliwie),
- paliwowe NO_x (powstawanie tlenków azotu z azotu zawartego w paliwie).

Mechanizm termicznego powstawania tlenków azotu wg Zeldowicza polega na bezpośredniej reakcji azotu w postaci gazowej z tlenem. Reakcja powstawania NO została przedstawiona równaniem (2).



Najczęściej substratami reakcji są tlen i azot atmosferyczny zawarte w powietrzu dostarczanym do procesu spalania. Równanie (2) jest silnie zależne od temperatury i jej wzrostowi towarzyszy wzrost stężenia równowagowego NO. Szybkość tworzenia się tlenków azotu w wysokich temperaturach komory spalania opisywana jest za pomocą reakcji wg mechanizmu Zeldowicza [8]. Na rys. 10 został przedstawiony wpływ temperatury na mechanizm powstawania i stężenie tlenków azotu.

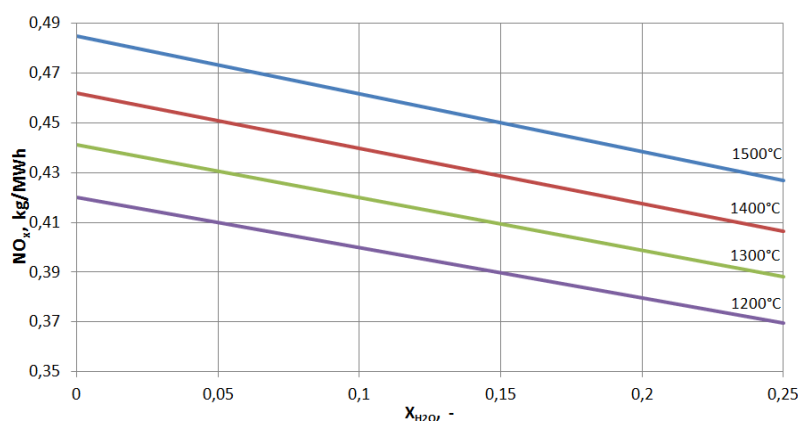
Turbiny gazowe ze względu na wykorzystywaną technologię można scharakteryzować niskimi emisjami substancji szkodliwych, lecz ze względu na zaostrzające się normy i w tym przypadku należy podejmować działania mające na celu sprostanie coraz to nowszym przepisom ochrony środowiska.



Rys. 10 Zależność temperatury na mechanizm powstawania i stężenie tlenków azotu [8].

Na rys. 11 przedstawiono charakterystyki emisji jednostkowej tlenków azotu modelowanych turbin gazowych w funkcji współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} . Ze względu na ograniczenia wykorzystywanego w pracy oprogramowania, emisja NO_x została opracowana tylko dla termicznych tlenków azotu. Pozostałe składowe całkowitej emisji tlenków azotu (szybkie NO_x oraz paliwowe NO_x) zostały aproksymowane na podstawie wcześniejszych wyliczeń oraz bazy danych zawartych w oprogramowaniu Epsilon Professional.

Najniższymi wartościami emisji tlenków azotu charakteryzują się modele turbin z niską wartością temperatury za komorą spalania. Emisja NO_x odniesiona do wytworzonej energii (MWh) została obniżona o około 12%. Przyczyną wystąpienia redukcji emisji leży w zastosowaniu wtrysku wody do komory spalania i wynikającego z tego obniżenia adiabatycznej temperatury spalania. Potwierdzać to mogą dane literaturowe zawarte na rys. 10.



Rys. 11 Emisja tlenków azotu w zależności współczynnika wtryskiwanej wody X_{H_2O} w funkcji temperatury na wlocie do ekspandera t_3 .

5. Podsumowanie

W pracy przedstawiono zastosowania wtrysku wody do komory spalania w układzie turbiny gazowej. Zbudowano model matematyczny układu za pomocą kodu Epsilon Professional i wykonano obliczenia parametryczne dla zestawu różnych danych wejściowych.

Na podstawie wykonanych symulacji i przedstawionych wyników można założyć, iż zastosowanie wtrysku wody wpływa pozytywnie na działanie układu. Możliwe jest osiągnięcie zwiększenia sprawności układu oraz generowanej mocy elektrycznej. Jednocześnie zwiększony udział wody w spalinach powoduje redukcję emisji tlenków azotu oraz dwutlenku węgla. Powyższe zmiany w funkcjonowaniu instalacji mogą przekładać się na obniżenie kosztów eksploatacji, poprzez zakup mniejszej ilości paliwa oraz pozwoleń na emisję normowanych substancji.

W następstwie rozwoju systemu elektroenergetycznego w tym energetyki rozproszonej można wnioskować, że turbiny gazowe znajdują zastosowanie, nie tylko z uwagi na dużą elastyczność pracy czy też bezawaryjność, ale również pod kątem charakterystyk ekologicznych. Opracowane model i uzyskane wyniki są pomocne w analizach układów gazowych oraz gazowo-parowych wykorzystujących wtrysk wody oraz innego medium do komory spalania.

Literatura

- [1] Chmielniak T, *Technologie Energetyczne*, WNT Warszawa 2008;
- [2] Badyda K., Miller A., *Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem*, Kaprint, Lublin 2011;

- [3] Kotowicz J. Job M., *Zero-emisyjna elektrownia gazowo-parowa ze spalaniem tlenowym i jednocieśnieniowym kotłem odzyskowym*, III Konferencja Naukowa Techniczna, Kraków 2013;
- [4] Ziółkowski P., *Analiza numeryczna parametrów eksploatacyjnych obiegu cieplnego elektrociepłowni EC Gorzów przed i po modernizacji*, Praca magisterska 2011, Politechnika Gdańska;
- [5] Cheng D.Y., *Regenerative parallel compound dual-fluid heat engine*, US Patent 1978, no. 4128994;
- [6] Cheng D.Y., *The distinction between Cheng and STIG cycle*, Proceedings of ASME EXPO 2006;
- [7] Kellerer A., Spangenberg C., *Operating experience with a Cheng-cycle unit, Concept and technical characteristics*, VGB PowerTech., 11/98, s. 16–20, (1998);
- [8] Jarociński J., *Techniki czystego spalania*, WNT Warszawa 1996;
- [9] Jonson M., Yan J., *Humidified gas turbine - a review of proposed and implemented cycles*, Energy 2005;
- [10] Nishida K., Takagi T., Kinoshita S., *Regenerative steam-injection gas-turbine systems*, Applied Energy 2005, vol.81, 231-246;
- [11] Wang F.J., Chiou J.S., *Performance improvement for a simple cycle gas turbine GENSET - a retrofitting example*, Applied Thermal Engineering 2002, vol.22;
- [12] Epsilon® Professional, version 10.03, STEAG Energy Services GmbH;
- [13] Microsoft Office Excel 2010;

XII Przykład dobrych praktyk – modernizacja kotła K4-WR-10–012 w Brzeskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.

Aleksandra Otawa ¹, Łukasz Sinkowski ²;

¹ Politechnika Opolska, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, e-mail: a.otawa@po.opole.pl

² Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., e-mail: lukasz.sinkowski@bpec.pl

Streszczenie

Artykuł przedstawia najważniejsze aspekty i planowane efekty projektu modernizacji kotła w jednej z opolskich ciepłowni – w Brzeskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo poprzez realizowane inwestycje, zarówno w obrębie źródeł wytwarzania jak i sieci ciepłowniczej, zawsze z wyprzedzeniem dostosowuje swoją działalność do regulacji unijnych, które będą obowiązywały w najbliższych latach. Modernizacja kotła jest jednym z wielu przedsięwzięć podjętych przez Przedsiębiorstwo, które ma na celu podniesienie jego efektywności energetycznej.

Słowa kluczowe: ciepłownictwo, przedsiębiorstwo ciepłownicze, modernizacja kotła

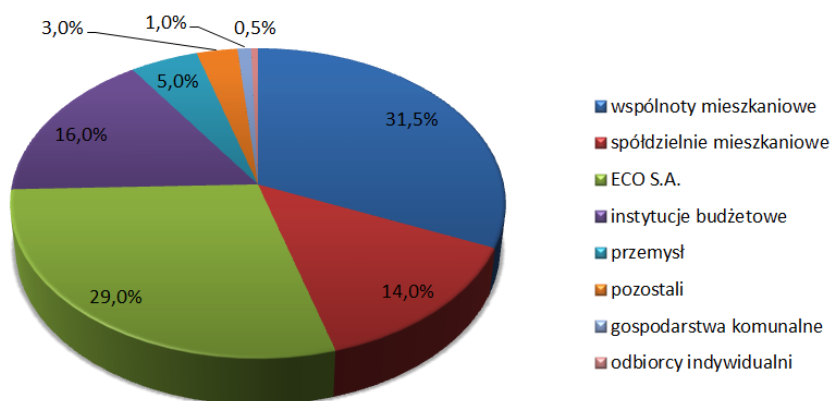
1. Wstęp

Popularne powiedzenie „kto stoi w miejscu, ten się cofa” nie dotyczy tylko ludzi, można je też śmiało odnieść do obecnej sytuacji w sektorze ciepłowniczym. Żaden obiekt techniczny, a zwłaszcza ciepłownia czy elektrociepłownia, nie może być uważany za wykonany optymalnie już na zawsze. Technologia „idzie do przodu” i to co wydawało się jeszcze niedawno nowoczesne – zaczyna być archaiczne. Są to prawdy oczywiste i powszechnie znane. Faktem jest, że większość polskich ciepłych jednostek wytwórczych ma już zaawansowany wiek i nierzadko charakteryzuje się niską efektywnością produkcji ciepła. Poprawa efektywności energetycznej jest obecnie jednym z priorytetowych zadań przedsiębiorstw ciepłowniczych. Wszelkie działania podnoszące efektywność energetyczną (czyli przede wszystkim budowa nowych, nowoczesnych mocy wytwórczych lub modernizacja istniejących obiektów) mają istotny wpływ na wyniki finansowe przedsiębiorstw działających w sektorze ciepłowniczym. Inwestycje odtworzeniowe, remonty i modernizacje ciepłych jednostek wytwórczych stają się koniecznością, która wynika z potrzeby uwzględniania nowych uwarunkowań technicznych, prawnych, ekonomicznych i środowiskowych [1].

Zmiany w polskich przedsiębiorstwach ciepłowniczych są nieuchronne. Aktualnie wynikają one głównie z potrzeby modernizacji kotłów, urządzeń pomocniczych ciepłowni, węzłów ciepłych, termoizolacji sieci ciepłej i budynków oraz rozbudowy sieci ciepłej. Jednym z najistotniejszych problemów, z którymi styka się obecnie sektor ciepłowniczy jest obniżający się poziom sprzedaży ciepła u dotychczasowych klientów. Jest to przede wszystkim efekt podejmowania przez odbiorców działań termomodernizacyjnych, ale też rosnąca świadomość i wiedza na temat sposobów oszczędzania energii. Przedsiębiorstwa ciepłownicze, chcąc rozwijać swoją działalność podstawową w obecnych warunkach rynkowych, muszą zwiększać liczbę odbiorców ciepła oraz wprowadzać nowe produkty (np. ciepłą wodę użytkową, produkcję chłodu). Jeżeli chcą być nadal konkurencyjne i nie chcą zostać energetycznymi obiektami muzealnymi, muszą zmieniać politykę marketingową oraz muszą być ciągle modernizowane, aby możliwie najlepiej chronić środowisko naturalne oraz ograniczać koszty energii, które ponoszą odbiorcy ciepła [3].

2. Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.

Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. jest przykładem przedsiębiorstwa, które sukcesywnie prowadzi prace modernizacyjne, aby stać się nowocześniejszym, działającym zgodnie z aktualnymi wymogami prawnymi, bardziej przyjaznym miastu oraz po to, aby zapewnić jego mieszkańcom dostęp do nowych produktów np. ciepłej wody użytkowej. Przedsiębiorstwo powstało w 2003 r. i obecnie zatrudnia ok. 70 osób. Prowadzi działalność w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii ciepłej oraz elektrycznej. Spółka jest największym dostawcą energii ciepłej na terenie miasta Brzeg. Dostarcza energię ciepłą na cele centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej. Wśród obiektów zasilanych w energię ciepłą przez BPEC Sp. z o.o. największą grupę stanowią budynki mieszkalne, a następnie urzędy i instytucje [2]. Dokładna struktura odbiorców energii ciepłej wytwarzanej przez BPEC Sp. z o.o. została pokazana na rys. 2.1.



Rys. 2.1 Odbiorcy energii ciepłej wytwarzanej przez BPEC Sp. z o.o. [4]

Energia ciepła o łącznej mocy zamówionej 52 MW rozprowadzana jest do jej odbiorców poprzez sieć ciepłowniczą o długości 27 km (w tym 26,06 km stanowią sieci wysokoparametrowe, w których 61% sieci zostało wykonanych w technologii preizolowanej. 6,3% stanowią sieci napowietrzne, 32,7% sieci wykonane w technologii tradycyjnej). Sieć ciepłownicza wykonana jest w układzie pierścieniowo – promieniowym. BPEC Sp. z o.o. przesyła energię ciepłą do 204 węzłów ciepłych, z czego 135 należy do Spółki. System ciepłowniczy zasilany jest ze źródła K-202 tj. kotłowni węglowej przy ul. Ciepłowniczej 11, gdzie również znajduje się główna siedziba Przedsiębiorstwa (rys.2.). Podstawowym paliwem do produkcji ciepła jest miał węgla kamiennego. W chwili obecnej przedsiębiorstwo produkuje około 279 tys. GJ ciepła na rok [2].



Rys. 2.2 Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.

BPEC Sp. z o.o. szczególną wagę przykładają do dbałości o środowisko naturalne. Prowadzone oraz planowane przez Przedsiębiorstwo inwestycje oraz prace modernizacyjne są ukierunkowane na ciągłe samodoskonalenie w kierunku zmniejszania negatywnego oddziaływania na otoczenie. Za zainstalowanymi na kotłach układami odprowadzania spalin, stężenie zapylenia nie przekracza 100 mg/Nm^3 – jest to zgodne z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dn. 22.04.2011 r., które dotyczy standardów emisyjnych z instalacji i ma obowiązywać od 01.01.2016 r. Ilość emitowanych przez Przedsiębiorstwo zanieczyszczeń jest regularnie mierzona przez akredytowane laboratorium [2,4].

BPEC Sp. z o.o. ciągle inwestuje w modernizację sieci przesyłowych. Wymiana starych sieci na nowe preizolowane powoduje zmniejszenie strat ciepła podczas jego przesyłu do odbiorców. To w prostej linii przekłada się na zmniejszenie zużycia węgla, a tym samym na mniejszą emisję do powietrza pyłów i gazów, w tym dwutlenku węgla. Dzięki istnieniu Przedsiębiorstwa, którego ilość emitowanych zanieczyszczeń jest weryfikowana, możliwe jest wyeliminowanie wielu małych źródeł ciepła, które przy braku kontroli w istotny sposób wpływają na jakość powietrza w Brzegu.

W grudniu 2013 r. Przedsiębiorstwo uruchomiło agregat kogeneracyjny, który pozwala na wykorzystywanie bardziej ekologicznego paliwa gazowego w procesie spalania przy jednoczesnym wytwarzaniu energii cieplnej i elektrycznej.

Zaangażowanie Brzeskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w działania na rzecz czystszej środowiska zostało docenione przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który w 2013 r. przyznał Spółce Statuetkę „W Trosce o Środowisko” wraz z Certyfikatem za skuteczną i efektywną realizację zadań w ochronie środowiska oraz wyróżniającą się współpracę [2,4].

3. Modernizacja kotła K4 WR-10-012

W Brzeskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. energia cieplna wytwarzana jest w czterech kotłach węglowych typu WR-10 i w układzie kogeneracyjnym. Ich najważniejsze parametry techniczne (przed modernizacją kotła numer 4 w 2015 r.) zostały pokazane w tabeli nr 1.

Najważniejszym elementem każdej kotłowni jest sprawnie działający kocioł, dlatego Przedsiębiorstwo nieustannie prowadzi prace modernizacyjne w celu zapewnienia prawidłowej i niezawodnej pracy tych urządzeń. Modernizacje kotłów poprawiają efektywność energetyczną całej kotłowni. Kocioł K4-WR-10-012 po raz pierwszy został zmodernizowany w 1992 r. W 2000 roku zmodernizowano kocioł K2-WR-10-010. W następnym roku przebudowano kocioł K1-WR-10-010, a na przełomie roku 2011 i 2012 zmodernizowano kocioł K3-WR-10/EM. W lipcu 2014 r. roku Przedsiębiorstwo ogłosiło publiczny przetarg na remont – modernizację czwartego kotła: **K4-WR-10-012**. Modernizacja tego kotła jest jednym z wielu działań podejmowanych przez Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., które zmierzają do unowocześnienia infrastruktury ciepłowniczej oraz do stałego podnoszenia jakości i wydajności produkcji oraz dostaw ciepła do klientów. Bezpośrednimi, najważniejszymi przyczynami modernizacji tego kotła, były następujące przesłanki [2]:

- kocioł numer 4 był konstrukcją zbudowaną w 1984 r., zatem był już urządzeniem nienowoczesnym, wyeksploatowanym ze zużyтыми podzespołami (głównie części ciśnieniowej), a także nieautomatyzowanym oraz nie w pełni opomiarowanym, co w znaczący sposób wpływało na efektywność jego działania;
- dostosowanie mocy kotła (zmniejszenie mocy z 10 do 7MW) do aktualnych potrzeb ciepłowni w celu zapewnienia odbiorcom ciepłej wody użytkowej w okresie letnim wytwarzanej w oparciu o miał węglowy przy wysokiej sprawności wytwarzania energii cieplnej podczas niskiego zapotrzebowania na moc;
- sprawność kotła numer 4 kształtowała się na nie najwyższym poziomie ok. 74%, natomiast zakładana sprawność kotła po modernizacji to minimum 84% w przedziale 40%-100% mocy maksymalnej;
- wraz z początkiem 2016 roku zaczęły obowiązywać nowe zaostrzone normy w zakresie standardów emisyjnych pyłu ze spalania węgla kamiennego. Obecny standard emisyjny pyłu dla źródeł ciepła o nominalnej mocy cieplnej zawierającej się w przedziale od 5 do 50 MW wynosi 400 mg/Nm^3 , natomiast wraz z początkiem 2016 roku standard ten będzie wynosił tylko 100 mg/Nm^3 – modernizacja kotła wynika

zatem z potrzeby dostosowania do restrykcyjnych norm i standardów ochrony środowiska w zakresie ograniczania emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Tab. 1 Charakterystyka techniczna kotłów [2]

| | |
|---|---|
| Typ kotłów | K1 - WR -10 - 010 (modernizacja 2001 r.) K2 - WR -10 - 010 (modernizacja 2000 r.) K3 - WR -10/EM (modernizacja 2011/2012 r.) K4 - WR -10 - 012 (modernizacja 1992 r.) |
| Moc kotła | K1 - 13,50 MW K2 - 14,00 MW K3 - 12,50 MW K4 - 11,63 MW |
| Rok przyjęcia kotłów do eksploatacji | K1 - 1973, K2 - 1977, K3 - 1983, K4 - 1984 |
| Powierzchnie ogrzewalne kotłów | K1,K2,K4 - ok. 740 m ² K3 - 626 m ² |
| Ciśnienie ruchowe | do 1,6 MPa |
| Ciśnienie obliczeniowe | 1,6 MPa |
| Temperatura dopuszczona /max./ wody wylotowej | 150 °C |
| Temperatura wody wlotowej | 70 °C |
| Pojemność wodna kotła | K1,K2,K4 - 5 m ³ K3 - 5,36 m ³ |
| Nominalne natężenie przepływu wody | K1, K2- 151 Mg/h (± 10 %) K3 - 134,35 Mg/h (± 10 %) K4 - 124 Mg/h (± 10 %) |
| Minimalne dopuszczalne natężenie przepływu wody | K1, K2, K3 - 115 Mg/h K4 - 110 Mg/h |
| Sprawność obliczeniowa kotła przy maksymalnej wydajności trwałej | K1 ≥ 80 % K2 ≥ 82 % K3 ≥ 85 % K4 ≥ 74 % |

Projekt modernizacji kotła K4-WR-10-012 jest realizowany w systemie „Zaprojektuj i wybuduj pod klucz”. Wybór realizatora przedsięwzięcia odbył się na zasadzie konkursu ofert. Zlecone prace dla wykonawcy projektu obejmują swoim zakresem: wykonanie dokumentacji technicznej modernizowanego kotła wraz z urządzeniami towarzyszącymi i technologią montażu, demontaż istniejącego kotła w niezbędnym zakresie (adaptację istniejącego fundamentu dla potrzeb posadowienia nowego kotła), kompletacje dostaw, chemiczne trawienie kotła, rozruch, ruch próbny, pomiary energetyczne i emisyjne, szkolenie pracowników w zakresie obsługi i eksploatacji oraz dostawę i montaż kotła z urządzeniami towarzyszącymi, w tym m.in. [2]:

- części ciśnieniowej kotła wykonanej w technologii ścian szczelnych, armaturą i osprzętem wraz z podłączeniami do istniejącego układu technologicznego w obrębie kotła i całej kotłowni,
- wykonanie izolacji i opancerzenia kotła wraz z opodestowaniem łączącym opodestowanie modernizowanego kotła z sąsiadującym kotłem K3-WR-10/EM i zapewniającym wszechstronną obsługę kotła,
- wykonanie instalacji wyciągu spalin z wentylatorem wyciągu spalin,
- wykonanie instalacji recyrkulacji powietrza podmuchowego kotła,

- wykonanie kompletnej instalacji odpylania spalin wraz z kanałami spalin oraz urządzeniami do transportu pyłów i lotnego koksiku spod odpylaczy oraz z za kotła do odżuźlacza,
- dostosowanie zasilania kotła w opał z wykorzystaniem istniejącego leja zasypowego,
- wymiana kompletnej wymurówki lejów zsypanych żużla,
- wykonanie instalacji do automatycznego oczyszczania części konwekcyjnej i ekonomizera kotła z pyłu,
- wykonanie instalacji elektrycznej i oświetleniowej projektowanego kotła,
- montaż aparatury kontrolno – pomiarowej wraz z systemem sterowania i sygnalizacji w obrębie zmodernizowanego kotła (wraz z analizatorem spalin),
- zintegrowanie układu sterowania pracy kotła z istniejącym systemem sterowania, nadzoru i wizualizacji,
- wszelkie inne instalacje i urządzenia które są niezbędne z punktu widzenia prawidłowości, funkcjonalności i niezawodności pracy zmodernizowanego kotła.

Podstawowe parametry nowego, zmodernizowanego kotła K4-WR-10-012, będą następujące [2]:

- Nominalna wydajność: 7,0 MW
- Maksymalne ciśnienie robocze: 1,6 MPa
- Temperatura wody na wylocie: 150°C
- Temperatura wody zasilającej: 70°C
- Minimalna sprawność gwarantowana kotła przy wydajności nominalnej: 85%
- Minimalna sprawność kotła w zakresie od 40 – 100% wydajności nominalnej: 84%
- Temperatura powietrza podmuchowego: 30 – 60°C
- Wylotowa temperatura spalin przy obciążeniu nominalnym: 130 – 150°C
- Maksymalna zawartość NO_x w przeliczeniu na 6% zawartość tlenu w spalinach powinna być nie wyższa niż: 400 mg/Nm³,
- Maksymalna zawartość SO₂ w przeliczeniu na 6% zawartość tlenu w spalinach powinna być nie wyższa niż: 1500 mg/Nm³,
- Maksymalna zawartość pyłu w przeliczeniu na 6% zawartość tlenu w spalinach powinna być nie wyższa niż: 100 mg/Nm³.

Przedsięwzięcie modernizacji kotła rozpoczęło się od demontażu starego kotła w marcu 2015 r. W tym samym roku pod koniec sierpnia zaplanowano przekazanie nowego kotła do eksploatacji, jego rozruch został przewidziany na koniec października, w listopadzie zostaną wykonane niezbędne badania energetyczne i emisyjne, a odbiór końcowy robót planowany jest na grudzień. Na realizację projektu modernizacji kotła łącznie przewidziano nakłady w wysokości ok. 3 mln zł, z czego 95% zostało pokryte z niskooprocentowanej pożyczki z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej [2].

Cały projekt modernizacji kotła numer 4, począwszy od projektowania a skończywszy na odbiorach gwarancyjnych i eksploatacyjnych, wykonywany jest w oparciu o obowiązujące w kraju akty formalnoprawne i normatywne oraz wymagania Przedsiębiorstwa zawarte w umowie z wykonawcą projektu modernizacji kotła.

W trakcie realizacji prac przestrzegane są przepisy dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy oraz wszystkich innych instrukcji obowiązujących na terenie Brzeskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Przedsięwzięcie modernizacji kotła nie wpływa w żaden sposób na środowisko naturalne - teren BPEC-u nie znajduje się na terenie obszarów chronionych, kocioł zlokalizowany jest w budynku zamkniętym więc prace modernizacyjne nie oddziałują negatywnie na otoczenie.

Na obecnym etapie realizacji przedsięwzięcia nie napotkano większych problemów technicznych, wszystko idzie zgodnie z założonym planem. Warto też dodać, że cały proces modernizacji kotła jest realizowany w formule projektu, zgodnie z popularną metodyką **PRINCE2**, która cechuje się podejściem procesowym do zarządzania projektami. Jest to czwarty projekt w Brzeskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., który jest realizowany według tej metodyki. Wśród wielu zalet, które przemówiły za stosowaniem metodyki PRINCE2 podczas projektu modernizacji kotła K4-WR-10-012 warto podkreślić to, że metodyka ta pozwoliła na zaplanowanie projektu w sposób zorganizowany, zapewnia możliwość realizacji wszelkich zadań w sposób uporządkowany, jasno określa podział obowiązków w projekcie i zakres odpowiedzialności, definiuje zasady komunikacji wewnątrz i na zewnątrz projektu, zapewnia wczesne ostrzeżenie o możliwych problemach, daje kadrze zarządzającej pełną kontrolę nad podejmowaniem decyzji oraz ukierunkowuje cały zespół projektowy na określony i zatwierdzony wcześniej cel projektu.



Rys. 3.1 Postęp prac przy modernizacji kotła K4-WR-10-012 [2]

4. Podsumowanie

Każde przedsiębiorstwo działające w sektorze ciepłowniczym chcąc przetrwać na rynku musi podlegać ciągłej modernizacji. Postęp techniczny ciągle wprowadza innowacyjne rozwiązania pomagające ograniczyć koszty wytwarzania energii cieplnej i sprzyjające bardziej ekologicznemu wytwarzaniu tej energii. Przedsiębiorstwa ciepłownicze aby stawać się coraz bardziej efektywnymi, ekologicznymi i konkurencyjnymi wobec innych form zapotrzenia w ciepło, powinny korzystać z tych rozwiązań.

Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. jest wzorowym przykładem Przedsiębiorstwa, które nieustannie dąży do wzrostu efektywności produkcji ciepła i bezpieczeństwa jego wytwarzania. Przedsiębiorstwo ciągle inwestuje w innowacyjne rozwiązania i technologie oraz kładzie duży nacisk na działania modernizacyjne. Przykładem takiego działania jest aktualnie prowadzone przedsięwzięcie modernizacji kotła K4-WR-10-012. Modernizacja kotła w niedalekiej przyszłości powinna przynieść wymierne korzyści w trzech obszarach:

- **ekologicznym**, poprzez zwiększenie sprawności kotła, zmniejszy się zużycie energii pierwotnej (węgla) do produkcji ciepła i jednocześnie ograniczy się emisję pyłów i gazów cieplarnianych do atmosfery, modernizacja instalacji odpylającej poprawi jakość powietrza w skali lokalnej i regionalnej,
- **technicznym**, nowy kocioł będzie pracował dłużej bezawaryjnie, zapewni wysoki poziom bezpieczeństwa użytkownika samego kotła i kotłowni, nie stwarzając zagrożenia dla obsługi, zapewni również bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców oraz przyczyni się do podniesienia jakości produkcji ciepła,
- **ekonomicznym**, wyższa sprawność nowego kotła, przełoży się bezpośrednio na obniżenie kosztów eksploatacyjnych, wzrost sprawności wytwarzania ciepła to także zmniejszenie zużycia paliwa, a co za tym idzie ograniczenie kosztów zmiennych paliwa i jego transportu, zmniejszą się również koszty opłat za emisję szkodliwych związków do atmosfery w przeliczeniu na wytworzoną moc cieplną – zmodernizowany kocioł wyemituje mniejszą ilość zanieczyszczeń na jednostkę mocy niż stary kocioł (co wynika ze zwiększenia jego sprawności).

W powyższym artykule został przedstawiony jedynie zarys planowanych efektów modernizacji kotła K4-WR-10-012. Po pewnym czasie funkcjonowania zmodernizowanego kotła na pewno zostaną przeprowadzone niezbędne badania sprawdzające czy zakładane efekty modernizacji zostały osiągnięte. Wiarygodnego porównania osiągniętych parametrów charakteryzujących kocioł przed modernizacją i po modernizacji będzie można dokonać wtedy kiedy będą znane konkretne dane, z pewnego okresu czasu, dotyczące pracy nowego - zmodernizowanego kotła. Dane te, będą dopiero zbierane i weryfikowane w ciągu pierwszych miesięcy pracy kotła po modernizacji. Porównanie parametrów (energetycznych, ekologicznych i ekonomicznych) pracy kotła przed i po modernizacji jest jak najbardziej kolejnym ciekawym zagadnieniem, które można rozwinąć za jakiś czas w kolejnym artykule.

Literatura

- [1] Głąb P., *O celowości modernizacji źródeł ciepła słów kilkoro...*, [data dostępu: 21.09.2015], http://pc-u.pl/grafiki/NC_O.pdf;
- [2] Materiały i informacje udostępnione przez Brzeskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.;
- [3] Mszycza J., *Cieplownictwo na zakręcie*, [w:] *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, nr 3/2013;
- [4] www.bpec.pl

XIII Charakterystyka porównawcza wybranych właściwości paliwowych odpadów z przemysłu drzewnego

Sandra SARACH¹

¹ Politechnika Śląska w Gliwicach, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, kierunek: Inżynieria Środowiska, specjalność: Gospodarka odpadami, studentka I roku studiów magisterskich, e-mail: sandra.sarach@gmail.com

Streszczenie

Rozwój państw i społeczeństw przełożył się na powstawanie substancji ubocznych, jakimi są odpady. Istotny udział w nich stanowią odpady z przemysłu drzewnego. Są one, jednym z ważnych problemów, z jakimi zmagają się współczesna inżynieria i ochrona środowiska. Jednak, wraz ze zmieniającym się popytem na surowce oraz degradacją zasobów, medium to zaczęto traktować jako potencjalne źródło energii. Z racji swojej genezy, surowiec ten może być traktowany jak biomasa. W myśl obowiązującego aktualnie prawodawstwa podlega ona odzyskowi. W pracy przedstawiono podstawowe właściwości paliwowe odpadów drzewnych oraz scharakteryzowano ich przydatność w procesach energetycznych.

Słowa kluczowe: odpad, właściwości paliwowe, biomasa, drewno, paliwo

1. Wstęp

Przez dziesięciolecia energetyka światowa bazowała na konwencjonalnych surowcach kopalnych. Taki stan rzeczy spowodował pogorszenie parametrów jakości środowiska, wśród których nie bez znaczenia pozostaje sektor produkcji energii cieplnej i elektrycznej. Zagrożenia z tym związane spowodowały, że niektóre kraje wprowadziły określone narzędzia prawne w polityce energetycznej. Podstawowymi jej zadaniami są: redukcja emisji zanieczyszczeń oraz zmniejszenie zużycia surowców nieodnawialnych poprzez ich efektywniejsze pozyskiwanie i wykorzystanie [1].

Odpady drzewne są jedną z ważnych frakcji w strumieniu odpadów. Miejsce ich powstawania jest zależne od procesu technologicznego stosowanego w przetwórstwie drzewa i jego pochodnych. Różnorodność tych procesów przekłada się na rozmaite frakcje. Wśród nich podstawową są trociny, wióry, kora drzewna oraz zręby posiadające zbliżone własności fizyczne [2]. Trociny stanowią około 10% drewna przerabianego w tartakach. Są także produktem ubocznym skrawania, frezowania itp. w zakładach obróbki drewna. Oddzielone od drewna kawałkowego stanowią cenne paliwo, które może być wykorzystywane w kotłach. Ponadto, stosuje się je również do produkcji płyt pilśniowych i jako topik w hutnictwie [3]. Ich przydatność do wykorzystania w celach energetycznych jest uwarunkowana określonymi przepisami.

Na Szczycie Rady Europejskiej 8-9 marca 2007 r. przyjęto Plan Działań integrujący politykę klimatyczną i energetyczną Wspólnoty, aby ograniczyć wzrost średniej globalnej temperatury o więcej niż 2°C powyżej poziomu sprzed okresu uprzemysłowienia oraz zmniejszyć zagrożenie wzrostem cen i ograniczoną dostępnością ropy i gazu. Tak zwany pakiet klimatyczno-energetyczny, zawierający następujące cele dla UE:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. co najmniej o 20% w porównaniu do bazowego 1990 r.,
- racjonalizacja wykorzystania energii i w konsekwencji ograniczenie jej zużycia o 20%,
- zwiększenie udziału energii produkowanej z OZE do 20% całkowitego zużycia energii średnio w UE w 2020 r., w tym 10% udziału biopaliw w zużyciu paliw pędnych [18].

Drewno, jako surowiec energetyczny, do niedawna nie odgrywało większej roli, korzystano z niego głównie w gospodarstwach domowych. Obecnie wykorzystuje się je w indywidualnych i przemysłowych piecach spalających trociny i wióry, powstające w procesach jego technicznego przetwarzania, a także z tzw. energetycznych hodowli monokulturowych [5].

2. Charakterystyka analizowanego materiału

Materiałem badanym, były drewniane zrębki z tartaku (Rys. 2.1). Przetwórstwo drewna okrągłego na tarcice, będące produktem rozpiłowywania specjalnym trakiem, współcześnie jest jednym z istotnych sektorów tej gałęzi przemysłu [17].

Równocześnie takie produkty powstają w trakcie tzw. heblowania, szlifowania, cięcia, krojenia, wycinania i innych procesów technologicznych wykorzystywanych w tej gałęzi przetwórstwa drzewnego. Wśród nich wyróżniamy przede wszystkim: materiały budowlane, meble, elementy konstrukcyjne tj. kalenice, krokwie, wiązary, słupy, zastrzały, wieńce i murłaty [3].

Analizowana próbka cechowała się stosunkowo wysokim rozdrobnieniem oraz sypkością i jednolitą granulacją.

Tab. 1 Typowe wartości dla odpadów drewnianych zrębowych [15].

| Parametr | Jednostka | Iglaste | | Liściaste | | Badany materiał |
|-----------------|-----------|---------|------------|-----------|------------|-----------------|
| | | typowe | zakres | typowe | zakres | |
| Popiół | % | 2 | 1-4 | 1,5 | 0,8-3 | 0,76 |
| Ciepło spalania | MJ/kg | 21 | 20,8-21,4 | 20 | 19,7-20,4 | 19,19 |
| Wartość opalowa | MJ/kg | 20 | 9,5-20 | 19 | 18,4-19,1 | 19,21 |
| Węgiel | % | 52 | 50-53 | 52 | 50-53 | 47,82 |
| Wodór | % | 6,1 | 5,9-6,3 | 6,1 | 5,9-6,3 | 6,13 |
| Tlen | % | 41 | 40-44 | 41 | 40-44 | 33,8 |
| Azot | % | 0,5 | 0,3-0,8 | 0,5 | 0,3-0,8 | 2,33 |
| Siarka | % | 0,04 | 0,01-0,04 | 0,04 | 0,01-0,04 | 0,24 |
| Chlor | % | 0,01 | <0,01-0,04 | 0,01 | <0,01-0,04 | 0,05 |

Większość parametrów badanego materiału, odpowiada w sposób zbliżony, wartościom cechującym różne gatunki drewna. Są to zawartość popiołu, węgla, wodoru i chloru. Wartość opalowa i ciepło spalania również są zbliżone do wartości typowych. Materiał przeznaczony do eksperymentu charakteryzował się zwiększoną zawartością siarki i azotu. Można na tej podstawie wnioskować, że trociny te zostały zanieczyszczone w procesach tj. transportu lub zbiórki.

Tab. 2 Klasyfikacja paliw wtórnych [23].

| Parametr klasyfikacyjny | Jednostka | Klasy | | | | |
|-------------------------|-----------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Wartość opałowa | MJ/kg | ≥ 25 | ≥ 20 | ≥ 15 | ≥ 10 | ≥ 3 |
| Chlor | % | $\leq 0,2$ | $\leq 0,6$ | $\leq 1,0$ | $\leq 1,5$ | ≤ 3 |
| Rtęć | mg/MJ | $\leq 0,02$ | $\leq 0,03$ | $\leq 0,08$ | $\leq 0,15$ | $\leq 0,50$ |

Analizując takie parametry jak wartość opałowa oraz obecność chloru, badany materiał został zaklasyfikowany do 3 klasy stałych paliw wtórnych. Oznacza to, że badany materiał, pod względem właściwości, tj. wartość opałowa wynosząca ponad 15 MJ/kg i zawartość chloru poniżej 1% należy do paliw trzeciej klasy. Zawartość rtęci nie była badana, jednakże możliwość jej wystąpienia w badanym materiale jest znikoma, dlatego też nie wzięto pod uwagę tego kryterium.



Rys. 2.1 Zdjęcie badanego materiału (źródło własne).

3. Cel i metodyka eksperymentu

Celem badań była analiza podstawowych właściwości paliwowych badanego materiału i porównanie z właściwościami charakteryzującymi paliwa konwencjonalne oraz określenie jego przydatności, jako paliwa.

Analizę materiału przeprowadzono drogą następujących oznaczeń:

- określenie zawartości wilgoci,
- określenie zawartości części palnych i części lotnych,
- określenie zawartości popiołu,
- określenie składu elementarnego: węgiel, siarka, wodór, chlor, azot,
- określenie ciepła spalania i obliczenie wartości opałowej,

Oznaczenia zostały wykonane zgodnie z obowiązującymi normami dotyczącymi analiz pierwiastków określających właściwości paliwowe [6-11].

4. Wyniki i dyskusja

Na przebieg procesu spalania paliw stałych największy wpływ mają niewątpliwie ilość i sposób dostarczenia powietrza do spalania oraz możliwość jego równomiernego wymieszania z paliwem. Ta ostatnia cecha jest zależna głównie od rozmiaru ziaren paliwa i ich wymieszania z powietrzem. Podstawowym procesem jest spalanie pojedynczego ziarna, który jest różny w zależności od jego wielkości oraz zależy od właściwości paliwowych materiału (wilgotność, zawartość części lotnych itp.) [12].

Własności te przedstawiono w Tabeli 3.

Tab. 3 Podstawowe właściwości paliwowe badanego materiału, drewna dębu i węgla kamiennego [źródło: własne, 12, 19-20]

| Oznaczenie | Jednostka | Badany materiał | Drewno dębu | Węgiel kamienny |
|--------------------------|-----------|-----------------|-------------|-----------------|
| Wilgotność całkowita | % | 8,88 | 13,00 | 2-15 |
| Zawartość popiołu | % | 0,76 | 1,60 | 3-10 |
| Zawartość części palnych | % | 90,36 | 85,40 | 75-95 |
| Zawartość części lotnych | % | 77,48 | 75,00 | 10-45 |
| Ciepło spalania | MJ/kg | 19,195 | 17,495 | 25-36 |
| Wartość opałowa* | MJ/kg | 19,206 | 18,200 | 16-30 |

*wartość opałową otrzymano poprzez zastosowanie wzoru Dulonga

Wilgotność i popiół są niepożądanymi składnikami paliwa i stanowią jego balast. Czym jest on większy, tym jest to paliwo mniej wartościowe. Znaczna zawartość wody, jest wadą paliwa, ponieważ utrudnia zapłon, obniża wartość opałową poprzez absorpcje dużych ilości ciepła na jej odparowanie oraz przyczynia się do powstawania kwasów w kanałach kotła (korozja kwasowa) [13].

W odniesieniu do porównywanych paliw, badany materiał zawiera się w przedziale zawartości wilgoci w węglu kamiennym oraz charakteryzuje go niższy stopień zawilgocenia w porównaniu do drewna dębu.

Zawartość popiołu jest natomiast porównywalna dla badanego materiału i drewna dębu oraz znacznie niższa w węglu kamiennym. Popiół, który powstaje, jako rezultat topienia się i częściowego odparowywania składników mineralnych zawartych w paliwie, jest jego balastem. Intensywność powstawania popiołu, zależy od rozmiaru cząstek mineralnych, ich właściwości fizycznych oraz od warunków wymiany ciepła. W przypadku, gdy nie nastąpi

zlepianie się cząstek popiołu, tworzą one drobny popiół lotny, który unoszony jest ze spalinami, natomiast większe zlepione cząstki są odprowadzane z żużlem.

W popiele lotnym, który uchodzi z paleniska razem ze spalinami, znajdują się bardzo drobne cząsteczki popiołu, o rozmiarach poniżej 0,2 μm , tworzące się prawdopodobnie przez kondensacje odparowanych składników popiołu. Są one jądrami kondensacji dla par różnorodnych substancji szkodliwych unoszonych z procesu spalania, takich jak pierwiastki śladowe, np. metale. Ze względu na małe rozmiary tych cząstek, ich usuwanie w urządzeniach odpylających jest utrudnione, przez co ich szkodliwość ekologiczna jest szczególnie duża [12].

Bardzo ważną cechą paliwa jest zawartość części lotnych. Powstają one podczas ogrzewania paliwa, na skutek rozpadu nietrwałych cieplnie cząstek masy palnej. Ich ilość zależy głównie od rodzaju procesu termicznego, temperatury i czasu jego przeprowadzania. Odgrywają istotną rolę w procesie zapłonu i spalania paliwa. Paliwa z małą zawartością części lotnych trudniej się zapalają. Istnieje także prawidłowość, że im paliwo jest starsze tym mniej zawiera części lotnych. Badany materiał, jako stosunkowo niedawno wytworzony, gdyż drewniane wióry zawierają najwięcej części lotnych (77%), natomiast węgiel kamienny, najmniej (10-45%) [12].

Badany materiał w dużej części składa się z części palnych (organicznych), które z punktu widzenia energetycznego wykorzystania danego materiału są najważniejsze. Jest to ta część paliwa, której utlenianie uwalnia ciepło. Pierwiastki substancji palnych dzielą się na pierwiastki aktywne (węgiel, wodór, siarka), które podczas utleniania uwalniają ciepło i pierwiastki pasywne substancji palnej (tlen, azot), które podczas reakcji chemicznej nie uwalniają ciepła [15].

Zmierzona wartość ciepła spalania i wyznaczona wartość opałowa dla badanego materiału, są nieznacznie wyższe niż dla drewna dębu oraz mieszczą się w zakresie wartości dla węgla kamiennego, jednak są znacznie niższe od górnych wartości granicznych. Mała różnica między wartością ciepła spalania, a wartością opałową wynika z niskiej zawartości wilgoci w badanym materiale.

W przypadku drewnianych wiórów, przy wyznaczaniu ciepła spalania, należy również uwzględnić jego gęstość, czyli wyznaczyć objętościową wartość opałową. Pojęcie to stosowane jest głównie przy drzewach, które mają różną gęstość w zależności od gatunku, $\rho = 320-930 \text{ kg/m}^3$.

W porównaniu do paliw mineralnych jest bardzo szerokim przedziałem wartości [15,21]. Bardzo dobrze obrazuje to porównanie wartości opałowej i objętościowej wartości opałowej dla różnych gatunków drewna (Tab. 4).

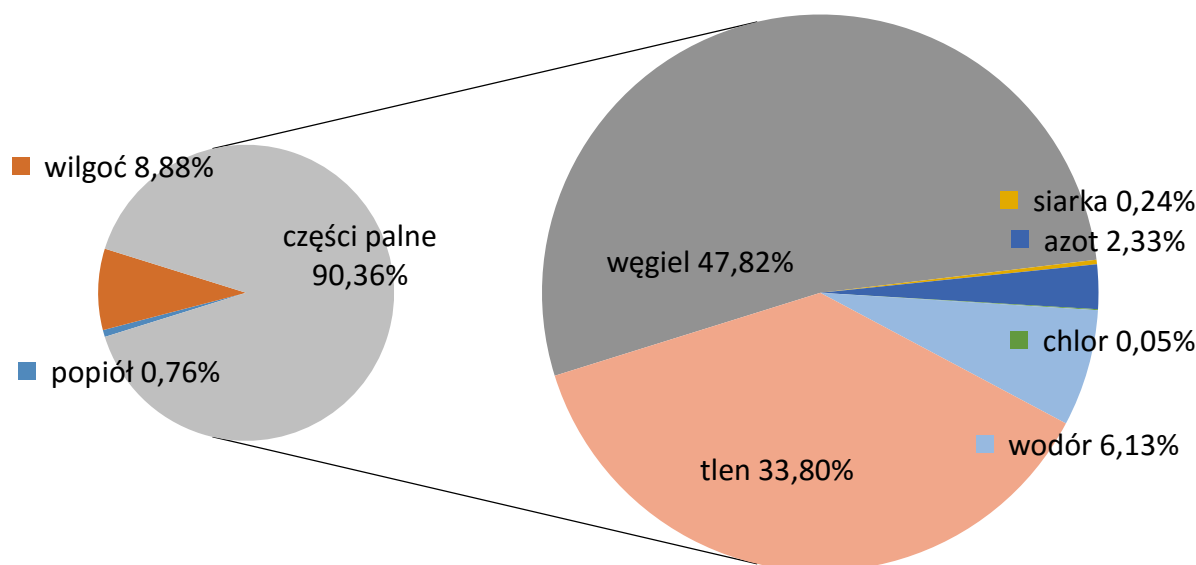
Tab. 4 Zestawienie objętościowej wartości opałowej dla badanego materiałów i drzew różnych gatunków [15].

| Gatunek drewna | Gęstość drewna, kg/m^3 | Wartość opałowa, kJ/kg | Objętościowa wartość opałowa, kJ/m^3 |
|------------------|---------------------------------|---------------------------------|---|
| Badany materiał | 47,5 | 19209 | 912 |
| Świerk pospolity | 430 | 19282 | 8291 |
| Sosna zwyczajna | 510 | 19998 | 10199 |
| Topola | 485 | 18556 | 9000 |
| Dąb bezszypuł- | 650 | 17495 | 11372 |
| Buk pospolity | 680 | 17485 | 11890 |

Na podstawie porównania objętościowej wartości opałowej dla różnych gatunków doskonale widać różnice między tą wartością, a wartością opałową. W praktyce, oznacza to ilość ciepła otrzymanego ze spalania objętości drewna. Badany materiał, mimo iż ma wartość opałową zbliżoną do świerka, to ma o wiele mniejszą gęstość i trzeba spalić większą jego ilość, aby otrzymać taką samą ilość energii cieplnej. Sytuacja zmieni się, kiedy wióry zostaną np. sprasowane w brykiet.

Aby wykonać dokładną charakterystykę badanego materiału, określono skład części palnych, czyli zawartość pierwiastków C, H, O, N, S, Cl.

Skład procentowy badanego materiału



Rys. 4.1 Skład procentowy badanego materiału.

Zawartość czystego węgla w paliwie decyduje o ilości ciepła wydzielonego podczas jego spalania (ciepło spalania). Najwięcej procentowo węgla znajduje się w węglu kamiennym (do 97% masy palnej), najmniej w węglu brunatnym (poniżej 80% masy palnej), drewnie i torfie (około 50% masy palnej). W badanym materiale określono zawartość węgla na poziomie 48%, co jest charakterystyczne dla tego rodzaju paliwa [16].

Siarka w paliwach stałych występuje w małych ilościach (z reguły poniżej 2% masy palnej). Związki siarki w paliwach ulegają podczas spalania utlenieniu głównie do SO_2 , SO_3 występuje tylko w niewielkim stężeniu (około 35 ppm). Zawartość siarki w paliwie jest niepożądana, ponieważ w połączeniu z wodą tworzy kwas siarkowy i wywołuje korozję powierzchni ogrzewalnych kotła. Jednakże, paliwo z zawartością poniżej 0,5%, może być wykorzystane w cementowni. W badanym materiale zawartość siarki wynosi 0,24%, zatem jest na niskim poziomie [13, 22].

Zawartość azotu w paliwach stałych jest zwykle niewielka, i wynosi maksymalnie do 2% masy palnej. Nie bierze on udziału w spalaniu, stanowiąc balast paliwa. Tlenki siarki i tlenki azotu przedostające się do atmosfery powodują powstawanie tzw. kwaśnych deszczy i degradację środowiska naturalnego. Wyznaczona zawartość azotu, 2,33%, nie powinna jednak wpływać znacząco na środowisko naturalne [16]. Chlor, tak jak siarka, ma negatywny wpływ na eksploatację kotłów energetycznych. W biomasie zwykle występuje w związkach nieorganicznych NaCl i KCl. Chlor cząsteczkowy, będący produktem utleniania chlorowodoru zawartego w spalinach powoduje zniszczenia korozyjne.

Chlor i chlorowodór są także prekursorami tworzenia chlorowanych dioksyn, tj. związków o najwyższej toksyczności, które stanowią zagrożenie dla organizmów żywych [13]. Zawartość wodoru w paliwie, zazwyczaj jest niewielka, nie przekracza kilku procent masy palnej (3,13%). Jest jednak bardzo ważna ze względu na wysokie ciepło spalania, wodór decyduje m.in. o łatwości zapłonu danego paliwa [16].

5. Podsumowanie

Odpady z przemysłu drzewnego, z racji swoich właściwości paliwowych, stanowią jedną z ciekawszych alternatyw dla paliw konwencjonalnych. Zyski z nich wynikające to przede wszystkim ich eliminacja z obiegu ekologicznego i odzysk energii. Biomasa jest najmniej kapitałochłonnym, odnawialnym źródłem energii [14].

Jednak, w porównaniu z właściwościami paliw konwencjonalnych, jej parametry energetyczne są znacznie niższe, przez co dla uzyskania odpowiedniej ilości energii konieczne jest wprowadzenie większej jej ilości.

W tartakach i zakładach przetwarzających drewno, główny udział w strumieniu powstających odpadów drzewnych stanowią trociny. Odpady te posiadają zasadniczo te same właściwości fizyczne, co drewno, które nie zostało poddane obróbce i rozdrobnieniu.

Jednak w odróżnieniu od nich łatwiej ulegają niekorzystnym wpływom czynników zewnętrznych, takim jak zmiany wilgotności powietrza czy podatność na choroby grzybicze. Natomiast, wpływ na to ma także stan pierwotny wykorzystanego surowca drzewnego oraz ich syropkość.

Dlatego zrębki powinny być składowane w magazynach, tj. na suchym podłożu, pod otwartym po bokach dachem. Takie postępowanie zminimalizuje ryzyko powstawania tych niekorzystnych czynników.

Trociny, ze względu na swoje właściwości takie jak duże rozdrobnienie, oraz ich zanieczyszczenie, nie są w całości wykorzystywane do produkcji tworzyw drzewnych.

Dlatego, z punktu widzenia energetyki zawodowej, możliwe jest ich wykorzystanie, jako surowiec do produkcji brykietów energetycznych czy pelletów.

W taki sposób mogą one dalej zostać przekształcone np. drogą spalania. Proces ten realizowany może być w instalacjach energetycznego przekształcenia z odzyskiem ciepła do celów grzewczych i produkcji energii elektrycznej, bądź równocześnie drogą kogeneracji. Dzięki temu jesteśmy w stanie osiągnąć dodatkowe korzyści poza ich eliminacją z obiegu użytkowego.

Literatura

- [1] Mitchell E.J.S, Lea-Langton A.R., Jones J.M., Williams A., Layden P., Johnson R., *The impact of fuel properties on the emissions from the combustion of, biomass and other solid fuels in a fixed bed domestic stove*, Fuel Processing Technology 142 (2016), 115-123;
- [2] Chowdhury S., Mishra M., Suganya O., *The incorporation of wood waste ash as a partial cement replacement material for making structural grade concrete: An overview*, Ain Shams Engineering Journal (2015) 6, 429-437;
- [3] Buczkowski R., Cichosz M., Igliński B., *Technologie bioenergetyczne. Monografia*, Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2009;
- [4] Wandrasz A. J., Wandrasz J. W., *Paliwa formowane. Biopaliwa i paliwa z odpadów w procesach termicznych*, Wydawnictwo Seidel-Przywecki, Warszawa 2006;
- [5] Praca zbiorowa pod redakcją Biegańskiej J.: *Metody analizy w gospodarce odpadami. Zbiór instrukcji do ćwiczeń laboratoryjnych - praca pod redakcją*, Opracowały: Czekalska Z., Czop M., Kajda-Szcześniak M., Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2008;
- [6] Biegańska J., Czop M., Kajda-Szcześniak M., *Gospodarka odpadami niebezpiecznymi. Materiały do zajęć laboratoryjnych*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2010;
- [7] PN-81/G04513– *Paliwa stałe. Oznaczanie ciepła spalania i obliczanie wartości opalowej*;
- [8] PN-ISO 587:2000 *Paliwa stałe - Oznaczanie zawartości chloru z zastosowaniem mieszaniny Eschki*;
- [9] PN-80/G-04511 - *Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości wilgoci*;
- [10] PN-80/G-04512 – *Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości popiołu metoda spalania*;

- [11] W. Kordylewski, *Spalanie i Paliwa*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2008;
- [12] Korozja wysokotemperaturowa w kotłach pyłowych [09.2015],
- [13] <http://www.spalanie.pwr.wroc.pl/badania/korozja/korozja.htm> ;
- [14] Buczkowski R., Cichosz M., Igliński B., *Technologie bioenergetyczne. Monografia*, Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2009;
- [15] Domański M., Dzurenda L., Jabłoński M., *Drewno jako materiał energetyczny*, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 2007;
- [16] Kotlicki T., *Oznaczanie ciepła spalania węgla za pomocą kalorymetru*, Łódź 2007 [10.2015] http://www.i15.p.lodz.pl/strony/elektrownie/spalanie_wegla.pdf;
- [17] Laurow Z., *Pozyskiwanie drewna i podstawowe wiadomości o jego przerobie*, SGGW, Warszawa 1999;
- [18] Komisja Europejska. Europe 2020 [07.2015], http://ec.europa.eu/europe2020/europe-2020-in-a-nutshell/targets/index_pl.htm;
- [19] Libicki J., Szczepiński J., *Międzynarodowy System Klasyfikacji Węgla oraz Rozporządzenie Rady w Sprawie Pomocy Publicznej dla Przemysłu Węglowego*, Węgiel Brunatny 2007 nr 2/59;
- [20] Skorek A., Borecki M., Ostrowska-Popielska P., *Wybrane odpady tworzyw sztucznych jako źródła paliw alternatywnych w przemyśle metalurgicznym*, Prace Instytutu Metalurgii Żelaza IMŻ 4 (2012) s.47-57;
- [21] Klinko T., Krygier K., Sewerynik J., *Ogrzewnictwo. Wentylacja. Klimatyzacja*. Wydawnictwa Szkolne i Pedagogiczne, Warszawa 2012;
- [22] Środa B., *Możliwości redukcji rtęci w przemyśle cementowym*, Warszawa 2010;
- [23] PN-EN 15359:2012 *Stale paliwa wtórne - Wymagania techniczne i klasy*;

XIV Wpływ rodzaju osłony okna na energochłonność instalacji klimatyzacyjnej

Sebastian SAS¹

Piotr KASPRZYK²

¹AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Górnictwa Podziemnego, adres: Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, Polska, e-mail: ssas@agh.edu.pl

²AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Katedra Inżynierii Środowiska i Przeróbki Surowców adres: Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, Polska, e-mail: piotr5.kasprzyk@gmail.com

Streszczenie

W artykule przedstawiono wpływ rodzaju urządzenia przeciwsłonecznego na bilans energetyczny pomieszczeń, a zatem na energochłonność instalacji klimatyzacyjnej. Uwzględniając ten wpływ na etapie projektowania jesteśmy w stanie uniknąć błędów związanych z wymiarowaniem urządzeń, a tym samym obniżyć nakłady finansowe. Dokładna analiza wpływu urządzeń zaciemniających w budownictwie jednorodzinym może wpłynąć na zmniejszenie dopływu energii słonecznej w okresie letnim a tym samym zmniejszenie energochłonności budynku.

Słowa kluczowe: zyski ciepła, obciążenie chłodnicze, promieniowanie słoneczne.

1. Wprowadzenie

Istotnym czynnikiem powodującym wahania temperatury wewnętrznej w pomieszczeniach w okresie lata jest promieniowanie słoneczne, w szczególności zyski ciepłe przez przegrody przezroczyste czyli otwory okienne i drzwi balkonowe. Temperatura w pomieszczeniach przy wyeliminowaniu wpływu nasłonecznienia jest na ogół wyrównana, bliska średniej temperaturze powietrza zewnętrznego przyjętego jako temperatura odniesienia [1].

Zyski ciepła przenikającego przez szyby należą do jednych z dominujących form energii powodujących wzrost temperatury powietrza w pomieszczeniu. Dowolny obiekt położony na powierzchni ziemi podlega promieniowaniu słonecznemu bezpośredniemu i promieniowaniu z przestrzeni otaczającej atmosferę, chmury, ziemi, sąsiadujących obiektów itp., zwanemu promieniowaniem rozproszonym.

Na bilans ciepłny okna składają się:

1. ciepło przenikające na skutek różnicy temperatury powietrza wewnętrznego i zewnętrznego w ilości uzależnionej od tej różnicy, a także od oporu cieplnego okna oraz warunków przejmowania ciepła na obu jego powierzchniach, a więc od wartości współczynnika przenikania U wyrażonego w jednostce W/m^2K ;
2. ciepło pozyskane od nasłonecznienia w ilości uzależnionej od orientacji okna względem stron świata oraz od właściwości radiacyjno-optycznych oszklenia, przedstawione za pomocą jednostki W/m^2 [2];

Natężenie promieniowania zależy od szerokości geograficznej, pory dnia i roku oraz od przezroczystości atmosfery. Strumień ciepłny całkowitego promieniowania słonecznego dochodzącego do szyby częściowo zostaje od niej odbity, częściowo przez nią pochłonięty, częściowo zaś przepuszczony do pomieszczenia. Strumień przepuszczony pada na niektóre powierzchnie przegród wewnętrznych, zamieniając się w znacznej części w ciepło, które zostaje z kolei przez te przegrody częściowo akumulowane[3].

W szczególności, na ilość zarówno traconego przez przenikanie (żałuzje zewnętrzne wpływają na zmniejszenie ciepła traconego na zewnątrz), jak i pozyskiwanego od nasłonecznienia ciepła wpływają obecność i czas wykorzystania dodatkowych elementów ochrony przeciwsłonecznej, a zarazem z reguły i ciepłej okien. Urządzenia przeciwsłoneczne charakteryzujemy ze względu na miejsce zamontowania urządzenia:

- Na zewnątrz:
 - żaluzje, kąt otwarcia 45° ,

- markizy z tkaniny wentylowane od góry i po bokach,
- markizy z tkaniny obudowane od góry i po bokach,
- żaluzje między szybami, kąt otwarcia 45°, przestrzeń niewentylowana,
- Od zewnątrz:
 - żaluzje, kąt otwarcia 45°,
 - zasłona jasne, tkaniny bawełniana, muślin, włókno sztuczne,
 - folia z tworzywa sztucznego: pochłaniająca, metalizowana, odbijająca [6].

Mogą być one zainstalowane na stałe, albo zakładane okresowo, jednak bez względu na czas ich użytkowania, wpływają one znacząco na ilość ciepła przedostającego się do pomieszczenia [1].

2. Metodologia prowadzenia obliczeń

Metoda analizy polegała na określeniu bilansu energetycznego pomieszczeń dla kilku rodzajów urządzeń przeciwsłonecznych dla wszystkich pomieszczeń tworząc ogólny bilans zysków ciepła dla wszystkich pomieszczeń. Dodatkowo dla danych obciążeń, obliczono bilans powietrza ze względu na zyski ciepła jawnego, po czym obliczono wymaganą teoretyczną moc chłodnicy. Obliczenia zostały oparte o wzory używane w literaturze. W tabeli 2.1 umieszczono współczynniki charakteryzujące rodzaj zastosowanego urządzenia przeciwsłonecznego na podstawie których wykonano obliczenia.

Tab. 2.1 Wartości współczynników urządzeń przeciwsłonecznych

| Rodzaj szkła | Φ_2 | Dodatkowe urządzenie przeciwsłoneczne | Φ_2 |
|-----------------------|----------|---|----------|
| Szkło zwykłe podwójne | 1,0 | Na zewnątrz | |
| | | - żaluzje, kąt otwarcie 45° | 0,15 |
| | | - żaluzje między szybami | 0,5 |
| | | Od wewnątrz | |
| | | - żaluzje, kąt otwarcie 45° | 0,7 |
| | | - zasłony jasne, tkanina bawełniana | 0,5 |
| | | - folia z tworzywa sztucznego, metalizowana, odbijająca | 0,35 |
| | | Bez urządzenia zaciennającego | 1,0 |

3. Metoda obliczania zysków ciepła od nasłonecznienia z uwzględnieniem zaciennienia oraz rodzaj urządzenia przeciwsłonecznego

W rozdziale przedstawiono metodę obliczania zysków ciepła uwzględniający przy tym naturalne zaciennienie w postaci np. głębokości ościeża a także rodzaju urządzenia przeciwsłonecznego co jest głównym parametrem różnicującym obliczenia.

$$Q_{OK} = F[\Phi_1 \cdot \Phi_2 \cdot (R_S \cdot J_C + R_C \cdot J_R) + K(t_Z - t_P)] \cdot W \quad (3.1)$$

gdzie:

Q_{OK} – zyski ciepła jawnego przez okna, W;

F – powierzchnia okien w świetle muru, (Szer. x Wys. 1,465x1,635) m²;

Φ_1 – współczynnik uwzględniający udział powierzchni szkła w powierzchni okna w świetle muru;

Φ_2 – współczynnik uwzględniający rodzaj szkła, ilość szyb, urządzenia przeciwsłoneczne (urządzenia przeciwsłoneczne zastosowane będą dla wszystkich okien);

$J_{C,R}$ – chwilowa wartość natężenia promieniowania słonecznego całkowitego oraz rozproszonego (zależna od kierunku ekspozycji i godziny dnia), przenikająca do pomieszczenia przez okno podwójnie oszklone normalnym szkłem dla 23 lipca, W/m^2 ;

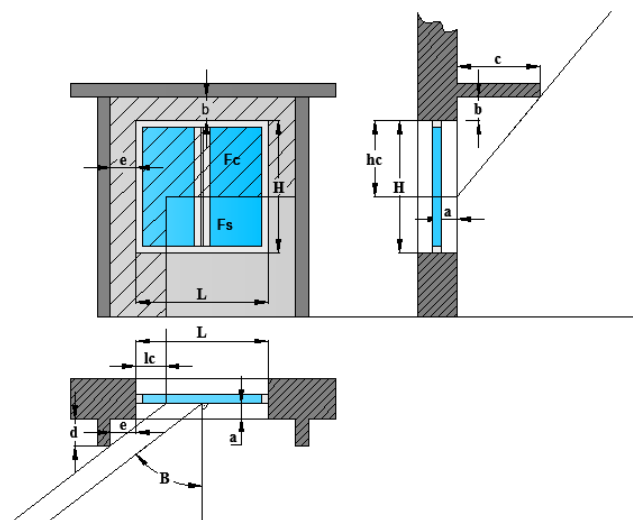
R_S – stosunek pow. nasłonecznionej do pow. całkowitej okna w świetle muru;

R_C – stosunek pow. zacienionej do pow. całkowitej okna w świetle muru;

k – współczynnik przenikania dla okna, $W/(m^2K)$;

t_p – temperatura powietrza w pomieszczeniu, $^{\circ}C$;

t_z – temperatura powietrza na zewnątrz, $^{\circ}C$.



Rys. 3.1 Zacienienie wywołane występami, B – azymut słońca, H – wysokość słońca, F_c – powierzchnia zacieniona, F_s – powierzchnia nasłoneczniona, L – szerokość okna, H – wysokość okna, h_c – wysokość powierzchni nasłonecznionej, l_c – szerokość pasa zacienienia, a, b, c, d, e – wielkości wypustów.

Dla pełnego przedstawienia i zrozumienia metodyki obliczania zysków ciepła przez okna przedstawiono również metodę obliczania zacienienia okna wywołanego występami. Wzory zostały przedstawione w poniższym tekście [5]:

Szerokość pasa pionowego cienia wytworzonego na oknie przez występy a i d :

$$I_c = (d + a) \cdot \operatorname{tg} B - e, m \quad (3.2)$$

Wysokość pasa poziomego, cienia wytworzonego przez występy a i c :

$$h_c = (c + a) \cdot \frac{\operatorname{tg} H}{\cos B} - b, m \quad (3.3)$$

gdzie:

a, b, c, d, e – oznaczenia wg. rysunku 3.1;

B – azymut słoneczny pionowej ściany (podane w tabeli 3.1);

H – wysokość słońca (podane w tabeli 3.1);

Powierzchnię zacienioną oblicza się z zależności

$$F_c = H \cdot I_c + (L - I_c) \cdot h_c, m^2 \quad (3.4)$$

Powierzchnię nasłonecznioną okna ustala się z zależności

$$F_s = H \cdot L - F_c, m^2 \quad (3.5)$$

Stosunek powierzchni zacienionej do powierzchni okna w świetle muru wynosi:

$$R_s = \frac{F_c}{H \cdot L} \quad (3.6)$$

Natomiast stosunek powierzchni nasłonecznionej do powierzchni okna w świetle muru wynosi:

$$R_c = 1 - R_s \quad (3.7)$$

Tab. 3.1 Wysokość słońca H, azymut słońca B [w stopniach], dla miejscowości Kraków.

| Czas słoneczny | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|--------------------------------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|
| H – wysokość słońca | 37 | 46 | 54 | 60 | 62 | 60 | 54 | 46 | 37 | 27 | 18 | 9 | |
| B – azymut słoneczny pionowej ściany | 98 | 111 | 129 | 152 | 180 | 208 | 231 | 249 | 262 | 274 | 285 | 296 | |

4. Opis modelu obliczeniowego

Budynek mieszkalny, w którym projektuje się system klimatyzacji zlokalizowany jest w Krakowie w II strefie klimatycznej dla okresu letniego, gdzie przejrzystość atmosfery określona (dla miasta Krakowa) jest, jako P4. Budynek zawiera 2 piętra. Obliczenia realizowano dla pierwszego piętra, dla którego powierzchnia pomieszczeń, w których projektuje się klimatyzację wynosi 184,5 m².

Przy określaniu bilansu cieplnego pomieszczeń uwzględniano zyski ciepła pochodzące od ludzi, oświetlenia a także przez przegrody przezroczyste i nieprzezroczyste. Dodatkowo uwzględniono również zyski ciepła od urządzeń elektrycznych zlokalizowanych w pomieszczeniach, które zostały przedstawione w tabeli 4.1. Dla obliczenia zysków ciepła od ludzi przyjęto, że aktywność wykonywana przez domowników zaliczana jest do lekkiej pracy fizycznej (współczynnik jednoczesności $\phi = 0,8$). Założono, że maksymalna sumaryczna liczba osób znajdujących się w poszczególnych pomieszczeniach wynosić będzie 11 osób. Zainstalowano oświetlenie energooszczędne o mocy 25 W/m² (współczynnik jednoczesności 0,95). Oświetlenie będzie włączone w godzinach od 8 do 20 godziny.

Dla okien przyjęto współczynnik przewodzenia na poziomie 1,2 W/m²K, oraz głębokość osadzenia okna w ościeżu równa 0,15 m. Powierzchnia oszklenia stanowi 17% łącznej powierzchni ścian.

Projektowana temperatura powietrza wewnątrz pomieszczenia wynosi 24°C oraz 50 % wilgotności względnej powietrza, natomiast dla parametrów powietrza zewnętrznego 30°C, 45%).

W pomieszczeniach projektuje się klimatyzację scentralizowaną, gdzie zyski ciepła zostaną zasymilowane przez powietrze nawiewane które przy braku zastosowania urządzenia przeciwsłonecznego wynosi 5120 m³/h. W pomieszczeniach zastosowano system wymiany powietrza „góra” „góra”, który uzyskuje się, gdy nawiew i wywiew zlokalizowane są w górnej strefie pomieszczenia.

W tabeli 4.1 przedstawiono krótką charakterystykę pomieszczeń wraz z liczbą osób oraz zainstalowanymi urządzeniami w pomieszczeniach. Z kolei tabela 4.2 zawiera charakterystykę przegród budowlanych występujących w omawianym budynku wraz z podanymi współczynnikami przewodzenia.

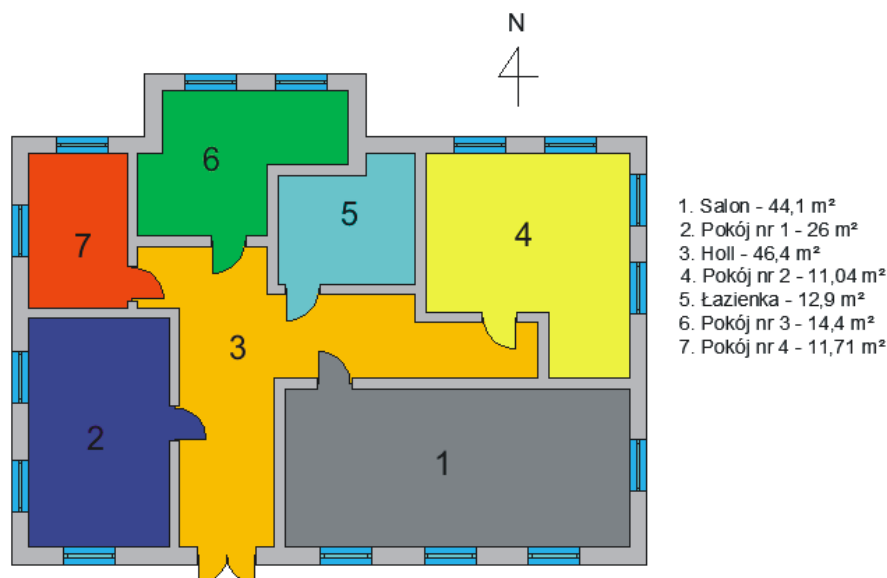
Tab. 4.1 Charakterystyka analizowanych pomieszczeń

| Lp. | Przeznaczenie pomieszczenie | Wys. | Powierzchnia | Liczba osób | Kubatura | Zainstalowane urządzenia |
|-----|-----------------------------|------|----------------|-------------|----------------|--------------------------|
| | | m | m ² | os. | m ³ | W |
| 1 | Salon | 3,3 | 44,1 | 3 | 145,5 | Telewizor 150 W |
| 2 | Pokój nr 1 | 3,3 | 26,0 | 2 | 85,8 | Telewizor 150 W |
| 3 | Hall | 3,3 | 39,9 | 0 | 131,7 | - |
| 4 | Pokój nr 2 | 3,3 | 30,4 | 2 | 100,4 | Komputer 100 W |
| 5 | Łazienka | 3,3 | 12,9 | 0 | 42,6 | - |
| 6 | Pokój nr 3 | 3,3 | 18,9 | 2 | 62,4 | Komputer 100 W |
| 7 | Pokój nr 4 | 3,3 | 12,3 | 2 | 40,5 | Komputer 100 W |

Tab. 4.2 Charakterystyka wybranych typów przegrody

| Typ przegrody | Rodzaj | λ W/(m ² K) |
|-----------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Ściany nośne | Średnio ciężkie | 0,25 |
| Ściany działowe | Lekka konstrukcja | 0,4 |
| Okna zewnętrzne | Plastikowe, podwójnie oszklone | 1,2 |

Na rysunku 4.1 przedstawiono schemat klimatyzowanych pomieszczeń wraz z numeracją oraz powierzchnią pomieszczeń



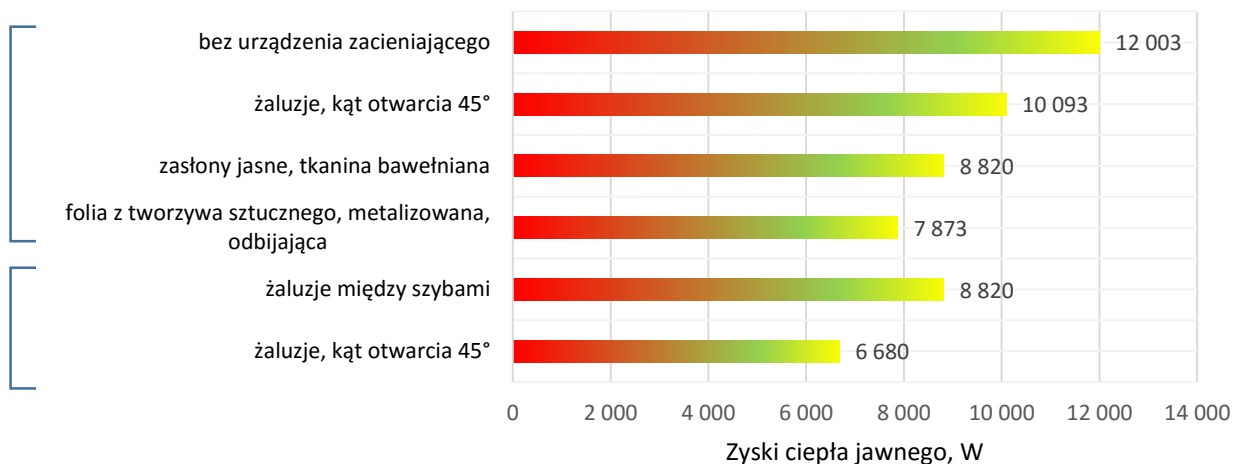
Rys. 4.1 Schemat klimatyzowanych pomieszczeń

5. Wyniki obliczeń

Wyniki analiz zostały przedstawione w formie wykresów obrazujących zyski ciepła jawnego oraz pochodzących od nasłonecznienia w zależności od rodzaju zastosowanego urządzenia przeciwsłonecznego.

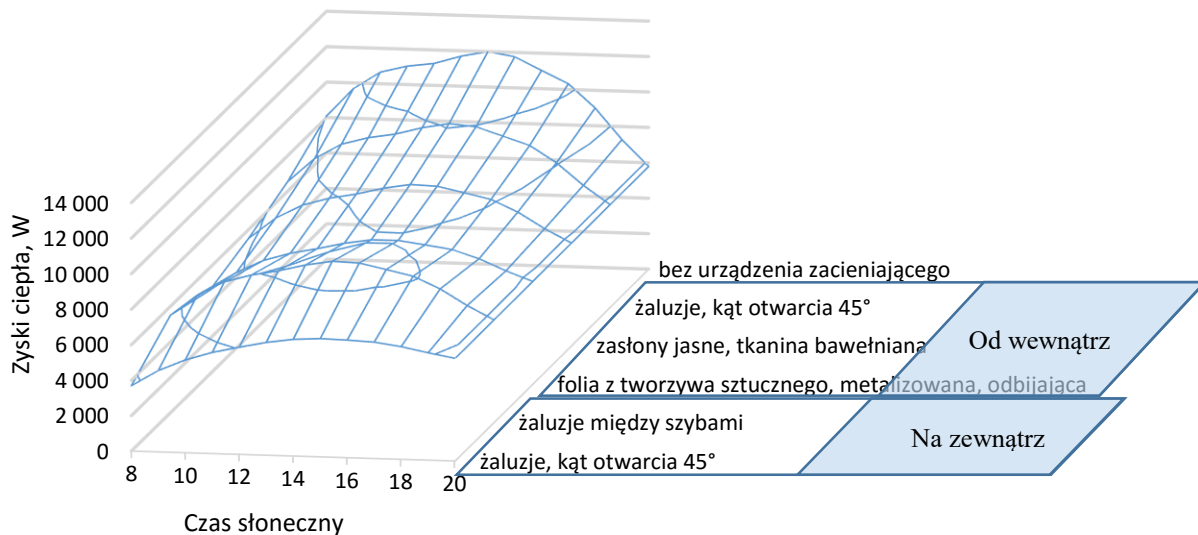
Najważniejszą informacją jest jednak wykres teoretycznego zapotrzebowania na moc chłodziwy (który obliczono w oparciu o analizę procesów zachodzących w komorze klimatyzacyjnej na podstawie strumienia wielkości powietrza nawiewanego oraz różnicy entalpii), jak i jej procentową zmianą wraz z zmianą rodzaju urządzenia przeciwsłonecznego.

Na rysunku 5.1 przedstawiony został wykres zysków ciepła jawnego w zależności od rodzaju zastosowanego urządzenia zacięniającego dla maksymalnych zysków ciepła jawnego w ciągu doby. Na wykresie widoczna jest bardzo duża różnica pomiędzy zyskami ciepła pochodzącymi od nasłonecznienia bez zastosowania urządzenia zacięniającego a żaluzjami zewnętrznymi o kącie otwarcia 45°, co świadczy o bardzo dużym udziale zysków ciepła jawnego przenikającego przez przegrody przezroczyste oraz bardzo dużej zdolności zewnętrznych żaluzji do odbijania promieni słonecznych.



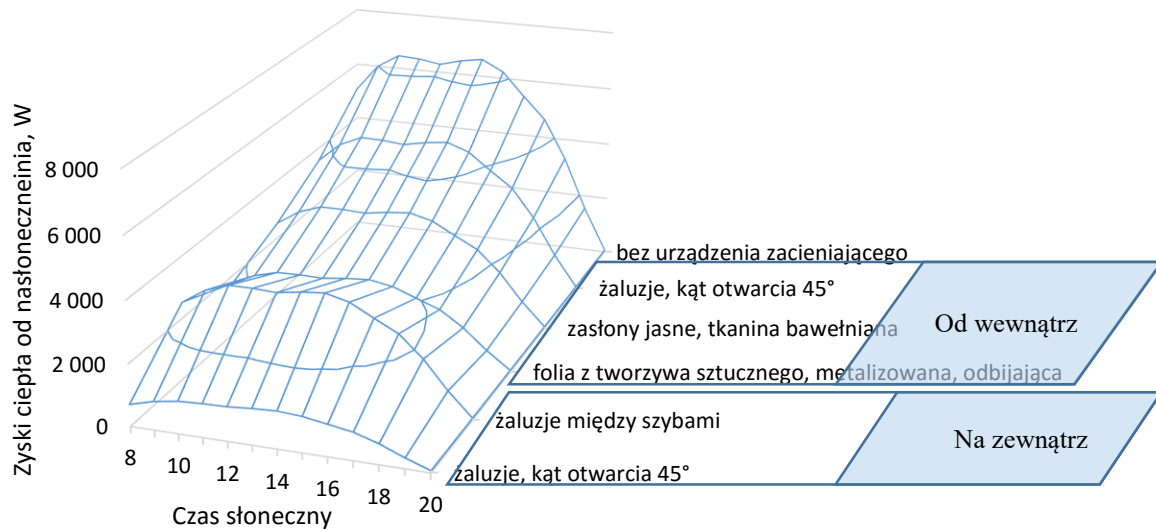
Rys. 5.1 Wykres zysków ciepła jawnego w funkcji rodzaju urządzenia przeciwsłonecznego

Na rysunku 5.2 przedstawiony został trójwymiarowy wykres zysków ciepła jawnego w zależności od rodzaju urządzenia przeciwsłonecznego oraz czasu słonecznego dla całkowitych zysków ciepła jawnego dla analizowanego piętra budynku. Na rysunku możemy zaobserwować znaczne ugięcie płaszczyzny dla zastosowania urządzenia przeciwsłonecznego w postaci żaluzji o kącie otwarcia 45° oraz folii z tworzywa sztucznego które charakteryzują się najlepszymi właściwościami przeciwsłonecznymi.

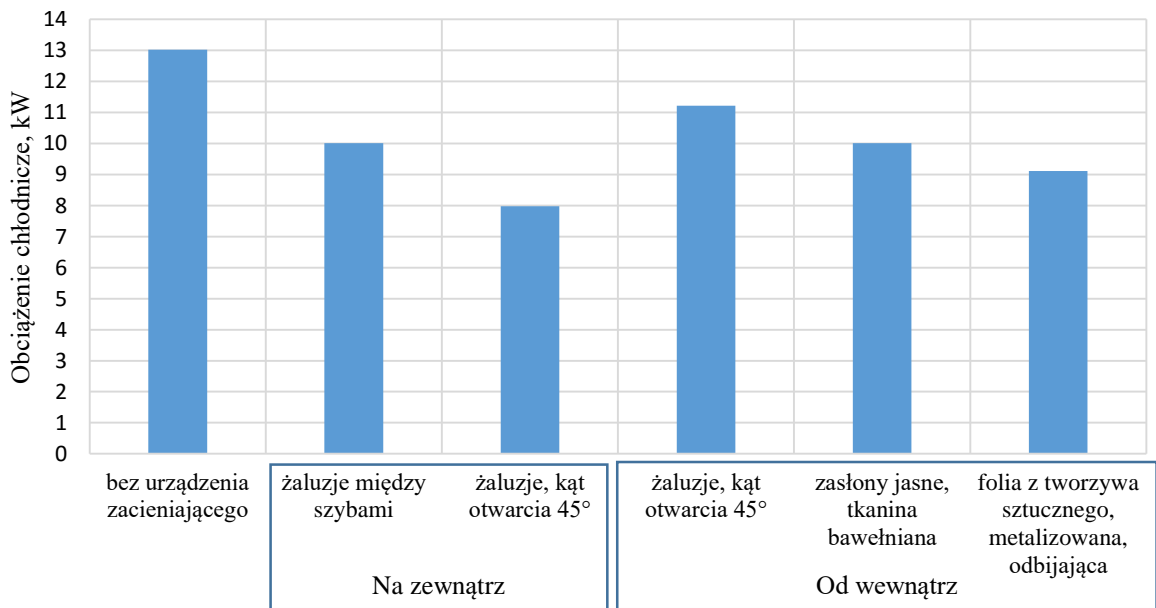


Rys. 5.2 Wykres zysków ciepła jawnego w zależności od czasu słonecznego oraz rodzaju urządzenia zaciniającego

Na rysunku 5.3 przedstawiony został wykres zysków ciepła jawnego od przegród przezroczystych w zależności od rodzaju urządzenia przeciwsłonecznego oraz czasu słonecznego.

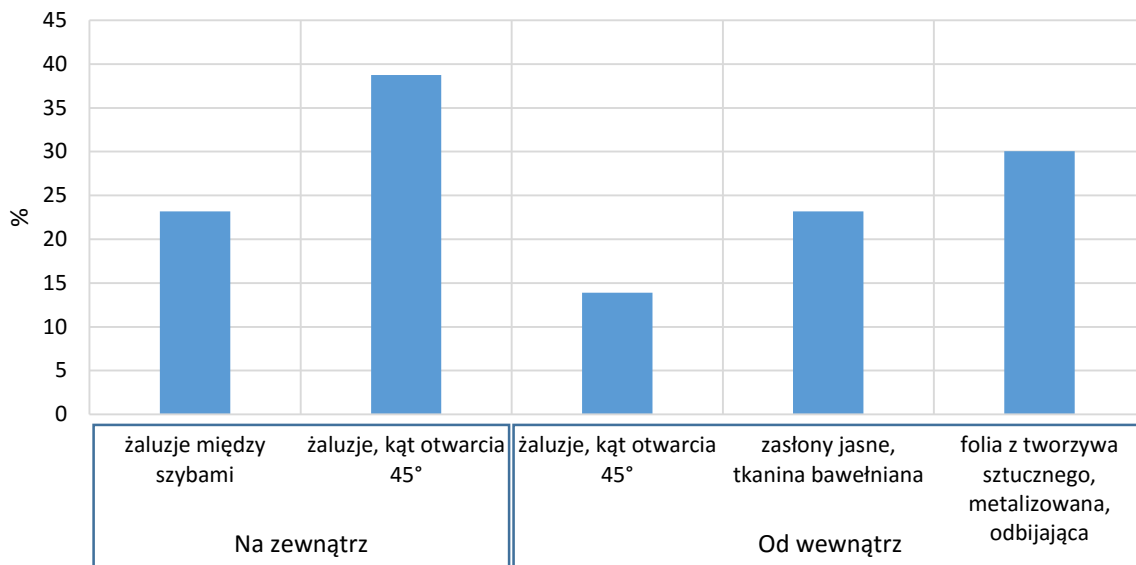


Rys. 5.3 Wykres zysków ciepła jawnego przez przegrody przezroczyste w funkcji czasu słonecznego oraz rodzaju urządzenia przeciwsłonecznego



Rys. 5.4 Wykres teoretycznego obciążenia chłodniczego w zależności od rodzaju zastosowanego urządzenia przeciwsłonecznego

Rysunek 5.4 przedstawia teoretyczne zapotrzebowania na moc chłodnicy dla parametrów powietrza nawiewanego 17°C w zależności od rodzaju zastosowanego urządzenia przeciwsłonecznego. Wartość mocy chłodnicy dla okien bez urządzeń przeciwsłonecznych wyniosła 13 kW, natomiast dla żaluzji zewnętrznych o kącie otwarcia 45° wyniosła około 8 kW. Zmiana, jaka nastąpiła przy zastosowaniu urządzenia przeciwsłonecznego w postaci żaluzji zewnętrznych lub częściej stosowanych jasnych zasłon w stosunku do braku urządzenia przeciwsłonecznego wyniosła odpowiednio 38 oraz 23% co prezentuje rysunek 5.5.



Rys. 5.5 Wykres teoretycznego procentowego obniżenia obciążenia chłodniczego w zależności od rodzaju urządzenia zaciemniającego względem obciążenia chłodniczego dla przypadku bez zastosowania urządzenia przeciw-słonecznego

6. Wnioski

Z przeanalizowanych danych wynika w sposób jednoznaczny, iż w zależności od zastosowania różnego rodzaju urządzeń przeciw-słonecznych, zmienia się bilans energetyczny w pomieszczeniach gdzie w przypadku, biur, domów jednorodzinnych, szkół, itp. największą rolę odgrywają zyski ciepła jawnego pochodzące od promieniowania słonecznego. Różnica pomiędzy obciążeniem chłodniczym przy braku urządzenia przeciw-słonecznego a zastosowaniem żaluzji zewnętrznych wynosi 5 kW, co powoduje różnice około 38 %, natomiast dla jednego z najpopularniejszych rozwiązań czyli żaluzji zastosowanych między szybami oraz zasłon wynosi ona 23 %. Wielkości te mogły by wydawać się pomijalne, jednak na przykładzie domu jednorodzinnego można łatwo zauważyć różnicę która dla budynków wielokubaturowych o dużym stopniu przeszklenia może powodować znaczącą różnicę.

Literatura

- [1] K. Krygier, T. Klinke, J. Sewerynik 1991. Ogrzewnictwo, wentylacja, klimatyzacja. WSiP. Warszawa;
- [2] L. Laskowski. 2008. Ochrona cieplna i charakterystyka energetyczna budynku. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa;
- [3] T. Kisielewicz, E. Królak, Z. Pieniążek. 1998. Fizyka cieplna budowli. Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej. Warszawa;
- [4] S. Sas, P. Kasprzyk. 2015, Influence of depth of the frame on room energy balance according to energy consumption, Mining Science Volume 22, Special Issue 2. Wrocław;
- [5] M. Malicki. 1980, Wentylacja i klimatyzacja. PWN; Warszawa;
- [6] Aleksander Pelech; 2008: Wentylacja i Klimatyzacja – podstawy, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław;
- [7] M. Ideczak 2009. Ogólna koncepcja budynku pasywnego. Instytut Budynków Pasywnych. Warszawa.

XV Analiza struktury grupy państw ze względu na dynamikę zmian w wielkości emisji CO₂ przy spalaniu paliw

Ewa Szlachowska¹, Alona Nad²;

¹ AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie; Wydział Matematyki Stosowanej, e-mail: szlachto@wms.mat.agh.edu.pl,

² AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie; Wydział Górnictwa i Geoiżynierii, Katedra Inżynierii Środowiska i Przeróbki Surowców, e-mail: alonanad@agh.edu.pl

Streszczenie

W celu zobrazowania zmian w wielkości emisji CO₂ spośród 52 państw w wybranym okresie od 1995 do 2012 r. w artykule zostały zaprezentowane algorytmy grupowania: algorytm grupowania hierarchicznego agnes oraz algorytm grupowania niehierarchicznego tclust. Celem ustalenia optymalnej liczby grup zastosowano funkcję tclurves dostępną w pakiecie tclust dla sekwencji parametrów: k od 1 do 5 oraz α od 0 do 0,2. Algorytm tclust dobiera państwa w klastry o podobnym rozproszeniu. Rozproszenie w grupie traktowane jest jako „zmiennosc” wielkości emisji CO₂ w wybranych latach. Na podstawie tego w okresie od 1995 do 2005 państwa zostały podzielone na dwie grupy, natomiast po 2005 roku zarysowuje się rozdział państw na trzy grupy o podobnym rozproszeniu w grupach. Drugim poruszonym zagadnieniem jest podział hierarchiczny państw ze względu na wielkość emisji CO₂. Dane wzięte do analizy pochodzą z portalu informacyjnego Głównego Urzędu Statystycznego.

Słowa kluczowe: algorytm tclust, algorytm agnes, statystyka, wydobywanie węgla, emisja CO₂

1. Wstęp

Statystyka jako dyscyplina naukowa zajmuje się metodami analizy zbiorów danych liczbowych, odnoszących się do powtarzalnych zjawisk masowych lub wyników eksperymentów. Statystyczne metody analizy mają charakter uniwersalny i są wykorzystywane niemal we wszystkich dyscyplinach naukowych, m.in. w medycynie, socjologii, demografii, przemyśle, czy w ochronie środowiska. Statystyka umożliwia dokładniejszy sposób opisu interesującej nas rzeczywistości oraz dostarcza narzędzi do prowadzenia analizy przyczyn kształtujących badane zjawiska i procesy. Celem artykułu jest wychwycenie ogólnej tendencji zmian w polityce ekologicznej ze względu na emisję CO₂ przy spalaniu paliw wśród wybranych państw, a następnie próba przeprowadzenia klasyfikacji tych państw. W tym celu wykorzystamy algorytmy grupowania (hierarchiczne i niehierarchiczne), aby zobrazować zmiany w wielkości emisji CO₂ w okresie od 1995 do 2012 r. Do analizy zostaną wykorzystane podstawowe narzędzia statystyki, jak na przykład korelacja, jak również metody analizy skupisk. Dane wzięte do analizy pochodzą z portalu informacyjnego *Głównego Urzędu Statystycznego*, z działu *Przemysł i budownictwo*. Tablice zawierają dane z 1995 r. oraz z lat 2005-2012 dla wyszczególnionych państw, w tym dla Polski. Do analizy wybrano tablice zawierające dane dotyczące emisji CO₂ przy spalaniu paliw (w mln ton), dane dotyczące wydobywania węgla kamiennego (w tys. ton) oraz dane dotyczące wydobywania węgla brunatnego (w tys. ton). Istotnym problemem jest również odpowiedź na pytanie jakie czynniki wpływają na wielkość emisji CO₂ przy spalaniu paliw. Ze względu na dane dostępne na portalu informacyjnym dotyczące wydobywania węgla kolejnym etapem będzie analiza zależności pomiędzy wydobywaniem węgla (kamiennego i brunatnego) z emisją CO₂ przy spalaniu paliw kopalnianych dla wybranych państw.

2. Zastosowanie algorytmów grupowania państw ze względu na emisję CO₂ przy spalaniu paliw

Analiza skupisk stanowi dyscyplinę w wielowymiarowej statystyce obejmującą zbiór metod grupowania danych w sensowne struktury lub grupy poprzez analizę (nie)podobieństw w obszarach poddanych badaniu. Metody analizy skupisk należą do najczęściej wykorzystywanych technik statystycznych w naukach ekonomicznych oraz w praktyce gospodarczej. Za pomocą analizy skupisk np. wyodrębnia się typy klientów, porównuje stopień rozwoju społeczno-ekonomicznego regionów pewnego państwa oraz zmniejsza się rozmiary zbiorów danych, które stanowią podstawę decyzji inwestycyjnych w finansach empirycznych.

W zagadnieniach analizy skupisk punktem wyjścia jest pewien zbiór danych opisany przez określone atrybuty. Metody analiza skupisk prowadzą do podziału tego zbioru na mniejsze grupy, przy czym elementy zaliczone do tej samej grupy powinny być do siebie maksymalnie podobne, natomiast elementy zaliczone do różnych grup powinny maksymalnie różnić się od siebie. Otrzymane grupy stanowią pewnego rodzaju uogólnienie informacji danej na wejściu. Podstawą grupowania w większości algorytmów jest pewna miara podobieństwa/niepodobieństwa pomiędzy obiektami wyrażona przy pomocy funkcji, tzw. miara podobieństwa i niepodobieństwa. Często miara podobieństwa identyfikowana jest z odległością między nimi. Rozpatrywana analiza pozwala ponadto wykryć czy otrzymane klasy nie wskazują na jakąś prawidłowość oraz na dokonanie uproszczenia zbioru danych do średnich z poszczególnych grup. Wygenerowane grupy mogą stanowić wstęp do dalszych badań. Metody analizy skupień stosowane są zwykle wtedy, gdy nie dysponuje się żadnymi hipotezami wyjściowymi, a prowadzone badania znajdują się w fazie eksploracyjnej. W grupie tego typu metod wyróżnia się metody hierarchiczne i metody niehierarchiczne [zob. 7].

3. Algorytm tclust

Pierwszym etapem analizy będzie próba pogrupowania państwa ze względu na emisję CO₂ przy spalaniu paliw. Autorzy postawili sobie następujące zapytanie: czy istnieją jakieś zależności w zmienności emisji CO₂? Podstawowym założeniem dotyczącym wynikowego podziału jest, że obserwacje stanowiące jedną grupę powinny być bardziej podobne do siebie niż do obserwacji pochodzących z pozostałych grup. Klasyczne metody statystyczne w dużym stopniu polegają na założeniach, które nie zawsze są spełnione w praktyce. Wyniki grupowania zależą od wybranej metody i odstępstw od przyjętego bazowego modelu probabilistycznego. Zatem, jeżeli analizowany zestaw danych zawiera grupy, które odbiegają od założeń, może to prowadzić do błędnych wyników klasyfikacji. Dlatego też w dalszych badaniach zostanie wykorzystany algorytm tclust. Twórcami algorytmu tclust są Heinrich Fritz, Luis A. García-Escudero, Agustín Mayo-Iscar (zob. [1,2,6]). Algorytm tclust został zaprojektowany pod kątem odporności na niewielkie odejście od założeń modelu (szczególnie występowanie obserwacji odstających) lub rezygnacji z niektórych założeń. Tclust został zaprojektowany z myślą o pogrupowaniu obserwacji w grupy o różnym rozproszeniu i o różnych wagach, jak również ma na celu wyodrębnienie obserwacji odstających. To co odróżnia algorytm tclust od pozostałych algorytmów grupowania to proces przycinania oraz nałożenie ograniczeń na wartości własne. Prawdopodobnie jednym z najbardziej złożonych problemów przy stosowaniu metod grupowania jest wybór liczby klastrów, k (zob. [3,7]). Ponadto, w zaprezentowanym algorytmie, poziom przycinania α również jest wybierany bez znajomości rzeczywistego poziomu zanieczyszczeń. Wybór k i wybór α są to powiązane problemy, które powinny być rozwiązywane jednocześnie. Ważne jest, aby zauważyć, że dany poziom przycinania pociąga za sobą określoną liczbę klastrów i vice versa. Ponadto równoczesny wybór k i α zależy od rodzaju klastrów, których szukamy jak i dopuszczalnych różnic pomiędzy rozmiarami klastrów. Do wyboru optymalnej ilości grup służą tak zwane przycięte krzywe wiarygodności (clicurves). Jest to bardzo przydatne narzędzia badawcze pomagające w odpowiednim wyborze liczby grup k oraz poziomu przycinania α . Funkcja clicurves w pakiecie tclust przybliża „klasyfikację przyciętej wiarygodności” poprzez wykonanie funkcji tclust dla sekwencji wartości k i α . Dobry wybór liczby grup k to najmniejsza wartość k , taka, że wzrost w klasyfikacji przyciętych krzywych wiarygodności staje się nieistotny. Początkowy szybki wzrost w klasyfikacji przyciętych krzywych wiarygodności dla małych wartości α wskazuje na możliwą obecność obserwacji odstających. Najmniejsza wartość

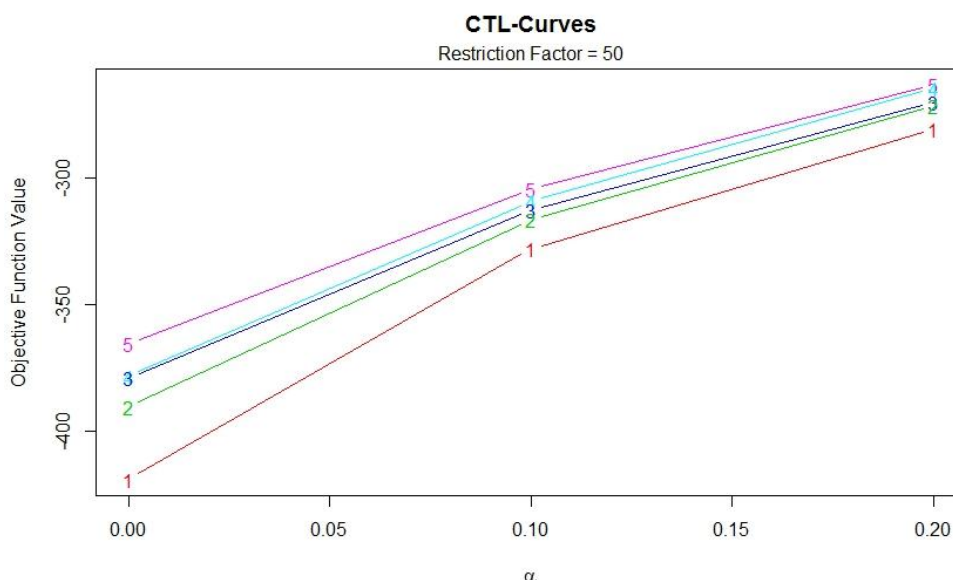
α , gdzie zatrzymuje się początkowy szybki wzrost w klasyfikacji przyciętych krzywych wiarygodności, to dobry wybór dla poziomu przycinania.

Niestety algorytm tclust ma wiele wad. Już na wstępie konieczne jest zdefiniowanie liczby grup, chociaż zazwyczaj nie wiadomo, jak wiele grup występuje w przetwarzanym zbiorze. Początkowe centroidy wybierane są w sposób losowy, podczas gdy ich wybór ma decydujący wpływ, na jakość otrzymanego grupowania. Metoda jest zbieżna do lokalnego optimum, a jednokrotne wykonanie algorytmu zazwyczaj nie daje w wyniku optymalnego podziału analizowanego zbioru. Zaletą tego algorytmu jest to, że jest odporny na zaszumione dane. Mimo wszystkich wad jest to metoda prosta w implementacji. Konieczność wstępnego określenia liczby podgrup można zrekomensować, wywołując metodę z różnymi wartościami parametru k i α (funkcja tclurves) i oceniając otrzymane podziały za pomocą kryterium oceny jakości grupowania (funkcja DiscrFact).

3.1. Zastosowanie algorytmu tclust do pogrupowania państw ze względu na emisję CO₂ przy spalaniu paliw

W związku z próbą pogrupowania państw ze względu na emisję CO₂ przy spalaniu paliw, dostępne dane zostały podzielone w zależności od różnych okresów czasowych. Dane zostały podzielone na dwa okresy od 1995 do 2005 roku oraz od 2005 do 2012 roku. W grupowaniu bardzo ważne jest ustalenie liczby klastrów. Ustalenie liczby grup wymaga aktywnego udziału badacza. Stosując algorytm tclust dostępne są narzędzia pomagające oszacować liczbę klastrów k i poziom przycinania α , jak również sprawdzić poprawność wybranych parametrów k i α .

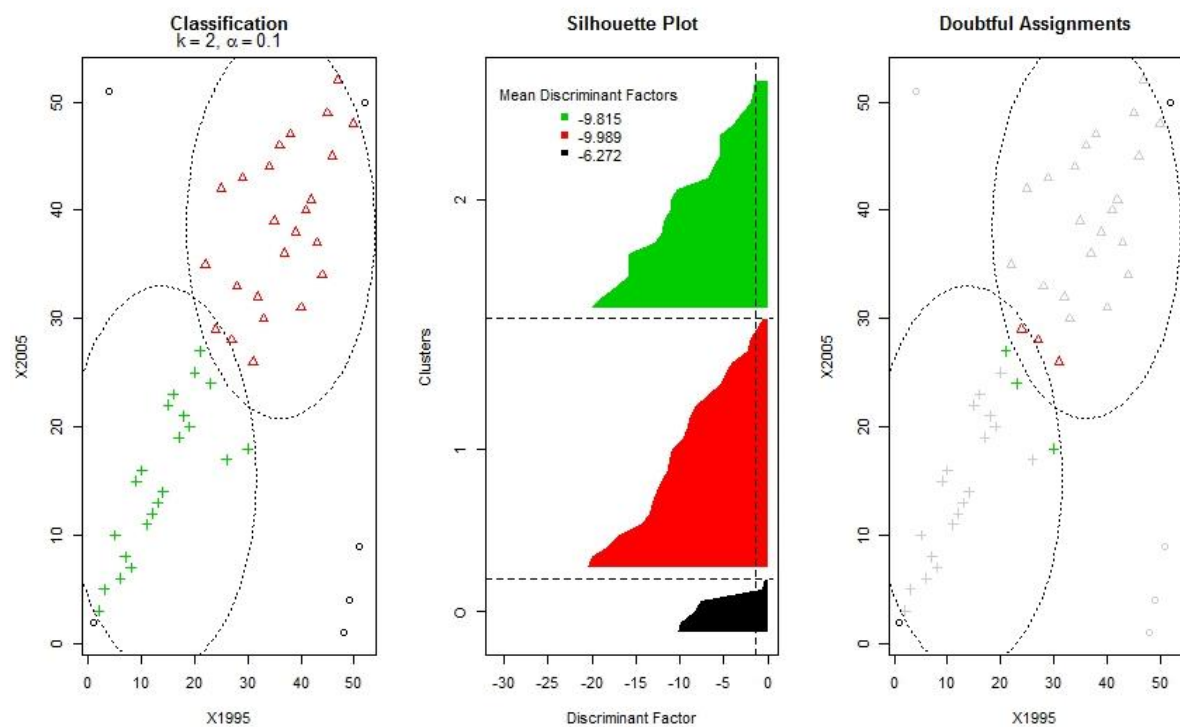
Celem ustalenia optymalnej liczby grup zastosowano funkcję tclurves dostępną w pakiecie tclust dla sekwencji parametrów: k od 1 do 5 oraz α od 0 do 0,2. Na rys. 2.1 widać wyraźny wzrost funkcji celu przechodzący od jednej grupy do dwóch. Dla $\alpha=0$ również widać wzrost wartości funkcji celu przechodzący od dwóch grup do trzech. Jednakże dla $\alpha=0.1$ trudno określić czy rozważać dwie grupy, czy konieczne jest rozważanie trzech grup. Podobnie, różnica w wartościach funkcji celu dla różnych wartości przycinania, przechodzący od 2 do 3 grup wydaje się praktycznie zanikać dla uwzględnionych wartości przycinania. Dlatego będziemy rozważać dwie grupy dla poziomu przycinania 0,1.



Rys.2.1 Klasyfikacja funkcji największej wiarygodności dla okresu 1995-2005
(opracowanie własne za pomocą programu R)

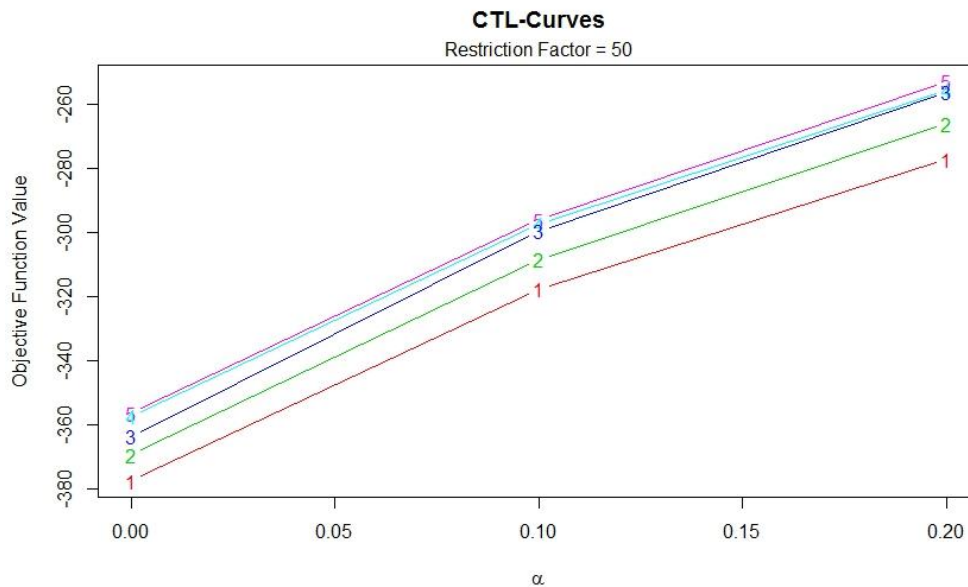
Na rys. 2.2 został przedstawiony wykres zarysu (zob. [9]). Składa się on z trzech wykresów. Na wykresie *Classification* został zaprezentowany wynik klastrowania, tzn. podział państw na grupy w zależności od wielkości emisji

CO₂. Na wykresie *Doubtful Assignments* kolorem zostały zaznaczone wątpliwe decyzje. Na rys. 2.2 można zaobserwować, że wątpliwe obserwacje występują na styku dwóch klastrów. Wykres *Silhouette Plot* przedstawia wartości czynników dyskryminujących dla poszczególnych klastrów. Czynniki dyskryminujące określają dobroć podjętej decyzji grupowania. Im mniejsze wartości czynników dyskryminujących tym lepiej dopasowane klastry. Natomiast wartości bliskie zero dla danej obserwacji świadczą o wątpliwym przypisaniu do klastra lub o wątpliwej decyzji przycięcia. Wykres zarysu został wygenerowany przez funkcję *DiscrFact*. Dla rozważanych parametrów $k=2$ oraz $\alpha=0,1$ wartości czynników dyskryminacyjnych są oddalone od zera, co świadczy o dobrym wyborze parametrów.



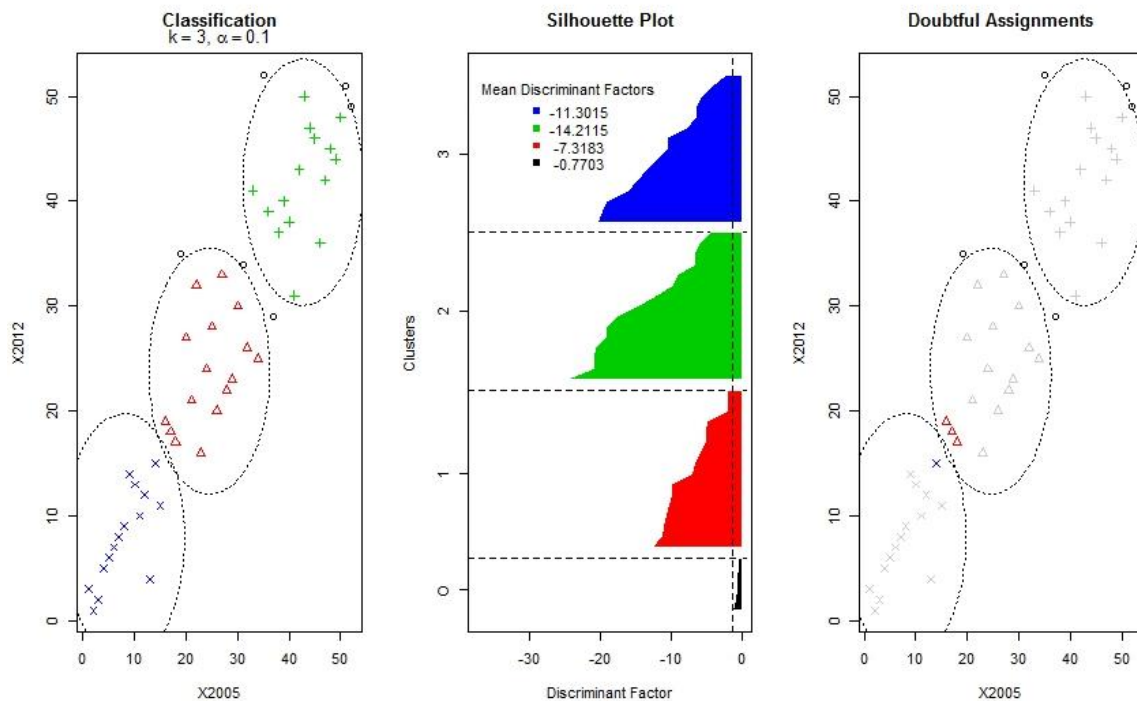
Rys.2.2 Wykres zarysu dla okresu 1995-2005
(opracowanie własne za pomocą programu R)

Analogicznego grupowania dokonano dla okresu 2005-2012. Celem ustalenia optymalnej liczby grup również zastosowano funkcję *ctlcures* dostępną w pakiecie *tlust* dla sekwencji parametrów: k od 1 do 5 oraz α od 0 do 0,2. Na rys. 2.3 widać wyraźny wzrost funkcji celu przechodząc od jednej grupy do dwóch, jak również widać wzrost wartości funkcji celu przechodząc od dwóch grup do trzech. Dla $\alpha=0$ przejście od trzech do czterech grup również spowoduje wzrost wartości funkcji celu. Jednakże dla $\alpha=0,1$ przejście od trzech do czterech grup nie spowoduje znacznej różnicy w wartości funkcji celu. Natomiast różnica w wartościach funkcji celu dla różnych wartości przycinania, przechodząc od 2 do 3 grup wydaje się praktycznie stała dla uwzględnionych wartości przycinania. Dlatego będziemy rozważać trzy grupy dla poziomu przycinania 0,1.



Rys.2.3 Klasyfikacja funkcji największej wiarygodności dla okresu 2005-2012
(opracowanie własne za pomocą programu R)

Na rys. 2.4 został przedstawiony wykres zarysu dla okresu 2005-2012. Na wykresie *Classification* został zaprezentowany wynik klastrowania, tzn. podział państw na trzy grupy w zależności od wielkości emisji CO₂. Na wykresie *Doubtful Assignments* można zaobserwować, że wątpliwe obserwacje występują na brzegach klastrów. Natomiast wartości czynników dyskryminujących na wykresie *Silhouette Plot* są oddalone od zera, co świadczy o dobrym wyborze parametrów.



Rys.2.4 Wykres zarysu dla okresu 2005-2012
(opracowanie własne za pomocą programu R)

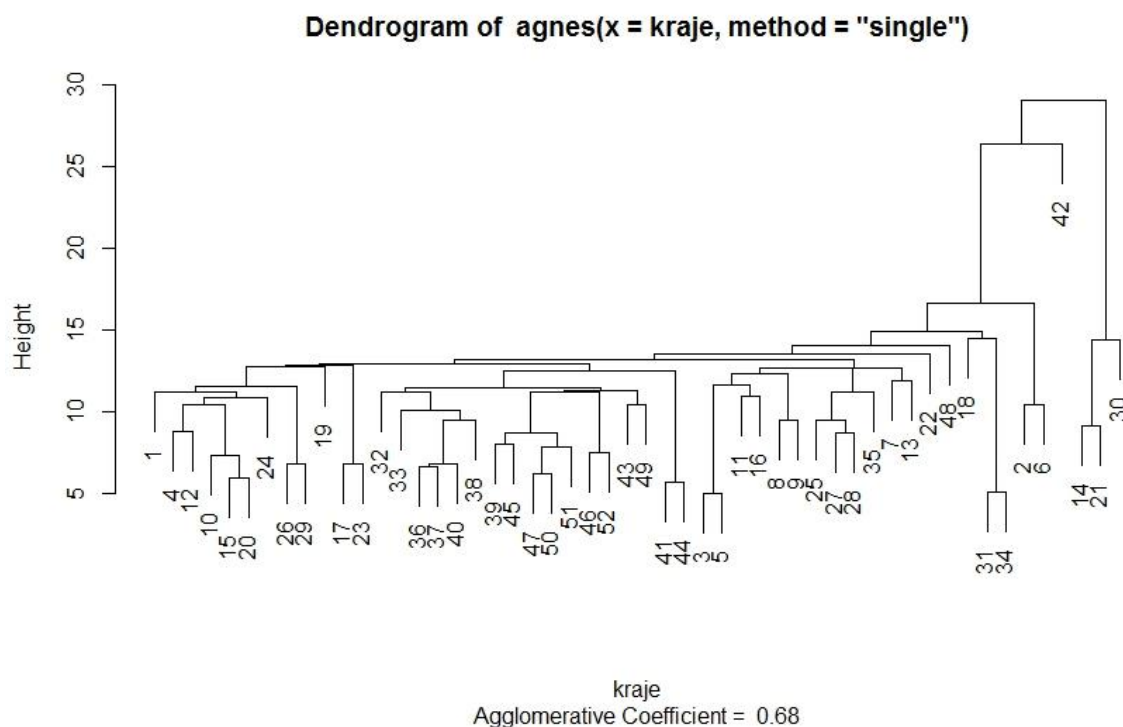
Algorytm dobiera państwa klastry o podobnym rozproszeniu. Rozproszenie w grupie można rozumieć jako „zmiennosc” wielkości emisji CO₂ w wybranych latach. Powyższa analiza pokazuje, że w okresie od 1995 do 2005 państwa można było podzielić na dwie grupy ze względu na zmiennosc wielkości emisję CO₂ przy spalaniu paliw. Warto podkreślić, że przy zwiększeniu liczby klastrów wzrastała wartość funkcji celu. W kwestii badacza leży ustalenie liczby klastrów i jaki wzrost wartości funkcji celu jest mniej istotny. W danym artykule został wybrany podział na dwie grupy. Natomiast po 2005 roku zarysowuje się rozdział państw na trzy grupy o podobnym rozproszeniu w grupach. Spowodowane jest to prawdopodobnie wdrażaniem dyrektyw dotyczących zmniejszenia emisji CO₂.

Odpowiedź na pytanie jak zmieniała się emisja CO₂ w danym okresie i co wpływało na emisję w danym państwie jest bardzo trudna, ponieważ wyraźnie widać, że nie tylko ilość wydobywanych paliw kopalnianych ma wpływ na emisję CO₂ [zob. rozdz. 3]. Wadą tej metody jest to, że formuje pojedynczy podział, który dostarcza „płaskiej” charakterystyki zbioru. Tymczasem często spotykaną sytuacją są grupy, które zawierają podgrupy, te z kolei składają się z podgrup itd. Zatem nie wystarczy podzielić państwa na grupy, ponieważ wiele czynników wpływa na emisję CO₂, które nie zostały wyszczególnione przy takim grupowaniu. Dzięki tclust możemy określić ogólny trend w podziale państw ze względu na wielkość emisji CO₂. Warto zwrócić uwagę na fakt, że przy coraz większej świadomości jak bardzo ważna jest dbałość o środowisko naturalne, jest widoczne większe rozwarstwienie wśród państw. A co za tym idzie można przypuszczać, że państwa bardziej świadomie gospodarują swoimi zasobami naturalnymi i kładą większy nacisk na zmniejszenie emisji CO₂. Należy podkreślić, że na przydział do grup wpłynęły również inne czynniki (niż tylko wydobywanie paliw kopalnianych), dlatego potrzebne są dalsze badania nad czynnikami wpływającymi na emisję CO₂ w danych państwach.

3.2. Algorytm agnes

Kolejnym etapem będzie próba „pionowej” charakterystyki zbioru, tzn. czy istnieją grupy, które zawierają podgrupy. Tę własność doskonale oddają algorytmy hierarchiczne. W zależności od tego jaki zastosujemy algorytm grupowania hierarchicznego inny jest przebieg algorytmu, oraz jego ostateczny rezultat. W praktyce utworzenie pełnej hierarchii podziału nie wnosi zbyt wielu nowych informacji na temat charakterystyki analizowanego zbioru danych, ponieważ ostatnim etapem algorytmu jest n grup jednoelementowych lub jedna grupa n -elementowa. Zazwyczaj proces tworzenia hierarchii przerywa się w pewnym, z góry założonym momencie, kiedy zostanie spełniony pewien warunek, np. pożądana liczba skupień, stopień (nie) podobieństwa pomiędzy wydzielonymi grupami itp. Metody te również wymagają aktywnego udziału badacza. Najbardziej popularnym i naturalnym sposobem reprezentacji wyników grupowania hierarchicznego jest graficzny zapis w postaci dendrogramem. Taki sposób reprezentacji danych jest bardzo istotny. Okazuje się, że będąc na k -tym poziomie w drzewie wiemy na pewno, że utworzonych jest wówczas c grup, gdzie $c = n - k + 1$. Wobec tego poziom pierwszy odpowiada podziałowi na n grup, natomiast poziom n -ty jednej grupie. W metodach aglomeracyjnych znajdowanie dwóch najbliższych grup, zależy od wybranej metryki podobieństwa bądź odległości. Warto podkreślić, że nie wszystkie miary nadają się do określonego typu danych. Źle dobrana metryka może wskazywać jako najbardziej w danym momencie podobne do siebie grupy, które tak naprawdę wcale podobnymi nie są. Metody łączenia obiektów związane są ściśle z obliczeniem odległości. Rozróżniamy następujące metody: najbliższego sąsiada, najdalszego sąsiada oraz metoda średniej.

Ze względu na strukturę danych dostępnych na portalu informacyjnym GUS do analizy „pionowej” zbioru 52 państw ze względu na wielkość emisji CO₂ przy spalaniu paliw zostały wybrane w odstępach prawie dziesięcioletnich lata: 1995, 2005 oraz 2012. Dla danego zbioru danych został zastosowany algorytm grupowania hierarchicznego. Klasycznym algorytmem hierarchicznym jest właśnie algorytm aglomeracyjny, którego jednym z wariantów jest algorytm o nazwie agnes (ang. AGlomerative NESTing). Efektem będzie wykres zwany dendrogramem.

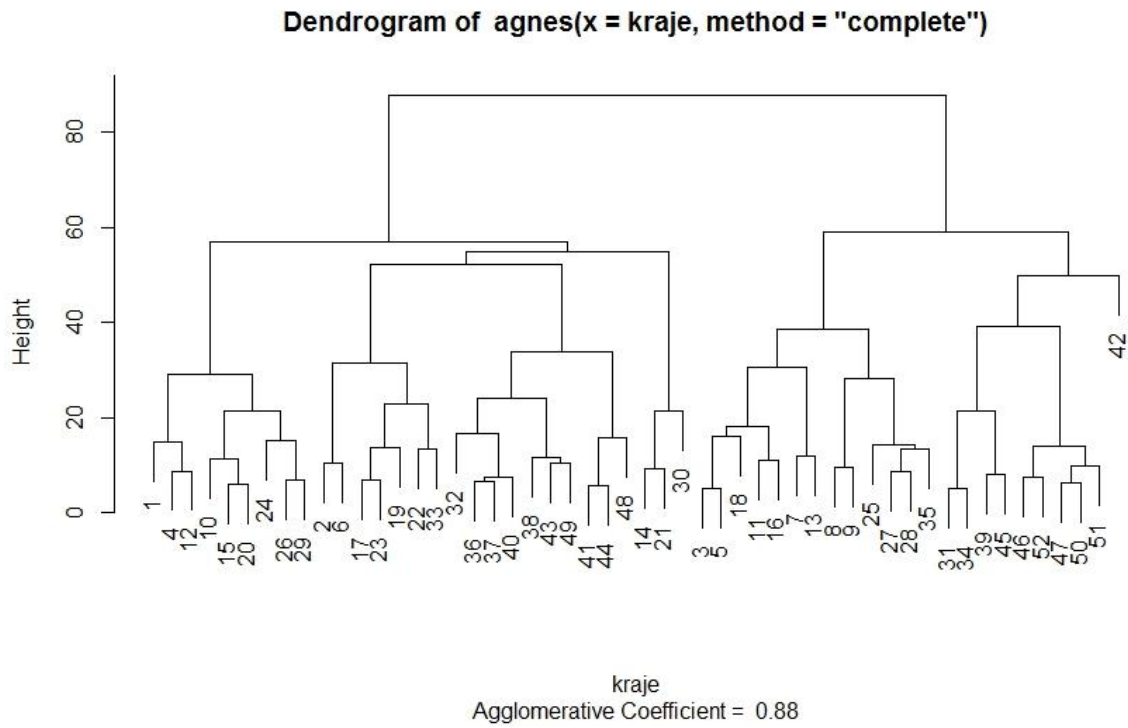


*Rys.2.5 Dendrogram dla okresu 1995-2012, metoda najbliższego sąsiada
(opracowanie własne za pomocą programu R)*

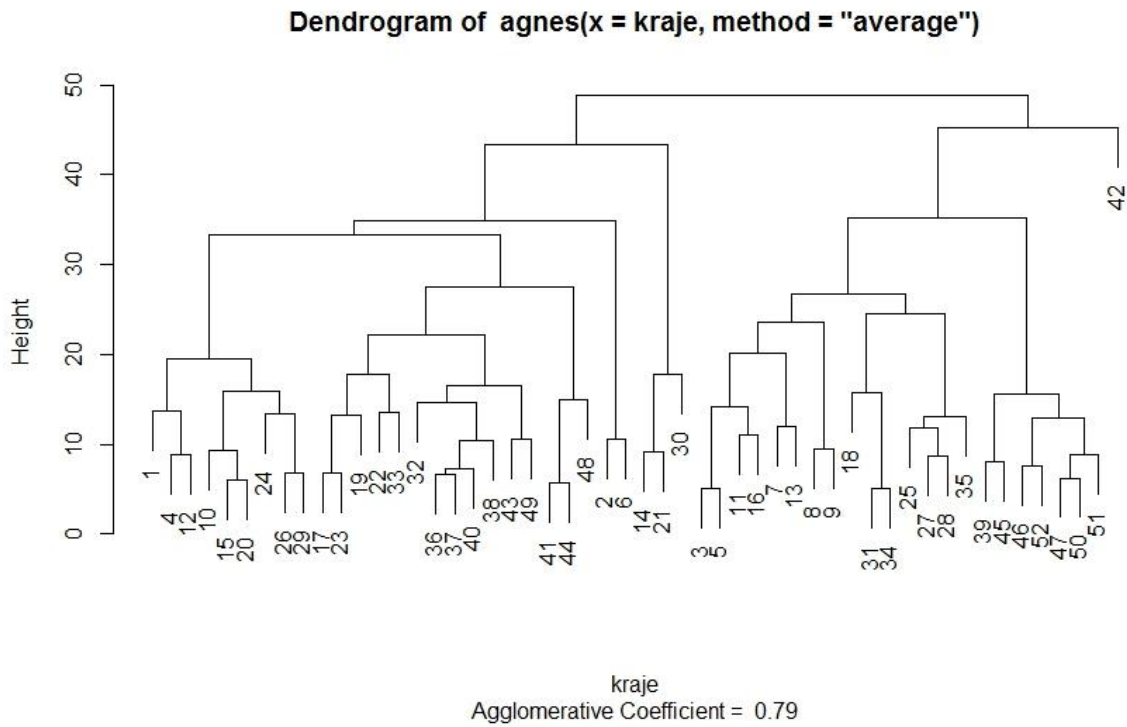
Na rys. 2.5 został przedstawiony dendrogram przy użyciu metody najbliższego sąsiada. Warto podkreślić, że metoda najbliższego sąsiada jest najczęściej wykorzystywana, ze względu na małą złożoność, oraz dużą intuicyjność wybranego podobieństwa. Jednak jest też podatna na tzw. zjawisko łańcuchowania, polegające na przypisywaniu długich ciągów punktów do tej samej grupy. Nie wychwytuje grup o zwartych kulistych kształtach, co może być traktowane jako wada algorytmu. Jak widać na przykładzie powstała duża, wydłużona grupa. Inną wadą tej metody łączenia grup jest podatność na szumy oraz niewielkie zmiany pozycji obserwacji.

Rys. 2.6 przedstawia dendrogram dla metody najdalszego sąsiada. Metoda najdalszego sąsiada nie ma tendencji do przyrostu wydłużonych grup. Łączone są grupy zawierające punkty, które są położone najdalej od siebie (w sensie wybranej metryki – odległości). Jako wadę tej metody można uznać tendencję do grupowania elementów znajdujących się na brzegach obszaru określoności w jedno skupienie, natomiast bardziej wewnętrzne punkty przydzielane są do reszty zadeklarowanych grup.

Metody najbliższego i najdalszego sąsiada reprezentują dwa skrajne podejścia do pomiaru odległości pomiędzy grupami. Żadne z nich nie jest pozbawione wad, dlatego też użycie metod pośrednich wydaje się być sposobem na ich uniknięcie. Na rys. 2.7 został zaprezentowany dendrogram dla metody średniej. Na rys. 2.7 widoczna jest struktura badanego zbioru oraz jakie podgrupy wchodziły dane grupy. W dalszej analizie struktury poszczególnych grup państw ze względu na emisję CO₂ przy spalaniu paliw konieczna jest próba odpowiedzi na pytanie jakie czynniki wpływają na wielkość emisji CO₂.



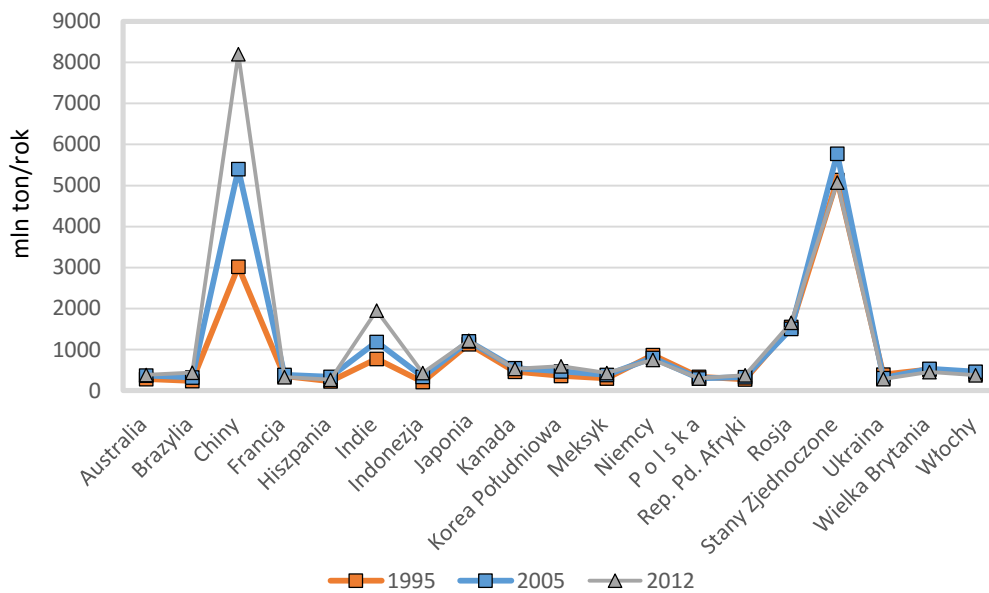
*Rys.2.6 Dendrogram dla okresu 1995-2012, metoda najdalszego sąsiada
(opracowanie własne za pomocą programu R)*



*Rys.2.7 Dendrogram dla okresu 1995-2012, metoda średniej
(opracowanie własne za pomocą programu R)*

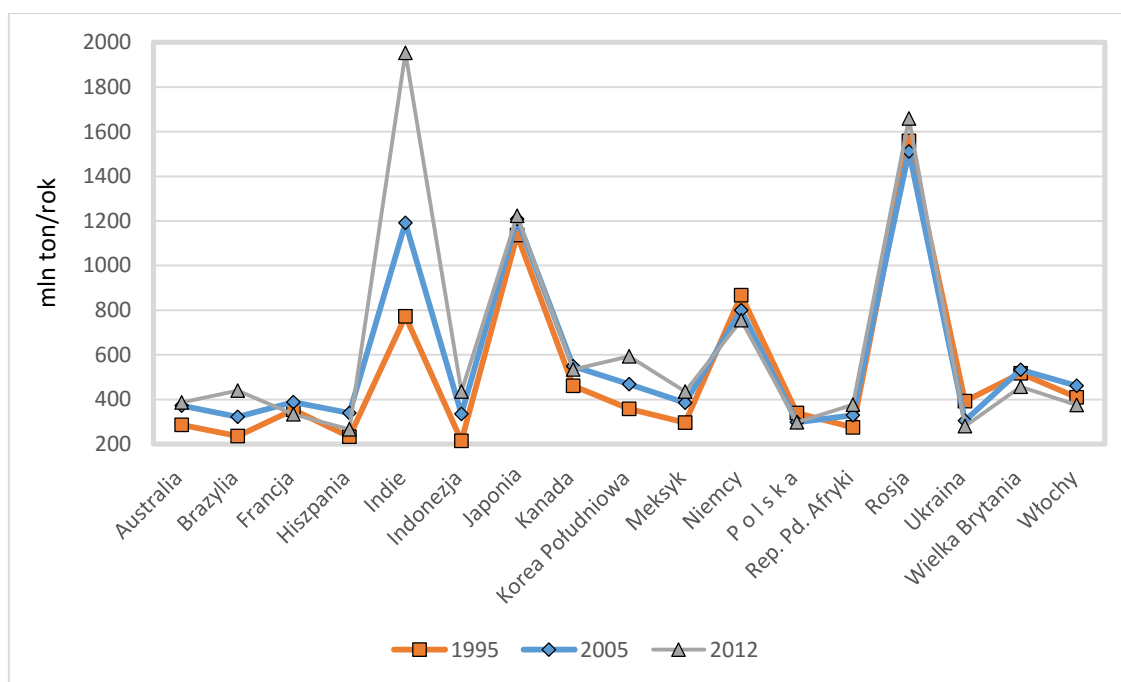
4. Emisja CO₂ a spalanie węgla na świecie

Ostatnim etapem analizy było zbadanie m.in. jak na przestrzeni lat zmieniało się wydobycie węgla oraz jak zmieniła się emisja CO₂ przy spalaniu paliw kopalnianych. W tym celu zostały wyszczególniono trzy lata w odstępach około dziesięcioletnich, tj. rok 1995, 2005 oraz 2012. Do analizy zależności spalania węgla a emisji CO₂ zostały wykorzystane dane, umieszczone w tablicach Głównego Urzędu Statystycznego dla 52 państw. Natomiast w danym rozdziale z 52 państw, w celu czytelności wykresów, będą zilustrowane dane o emisji CO₂ dla wybranych krajów, w których poziom emisji tego rodzaju zanieczyszczeń w atmosferę wynosił ponad 200 mln ton rocznie. Dany podział jest związany z dużą rozbieżnością w ilości emitowanego gazu przez poszczególne państwa, przykładowo: dla Islandii emisja CO₂ do atmosfery w roku 1995 była na poziomie 2 mln ton na rok, natomiast Rosja w danym roku emitowała o ponad 800 razy więcej tzn. 1558,7 mln ton. Rys. 2.8. odzwierciedla rozkład wartości emisji CO₂ dla wybranych państw świata w latach 1995, 2005 oraz 2012.

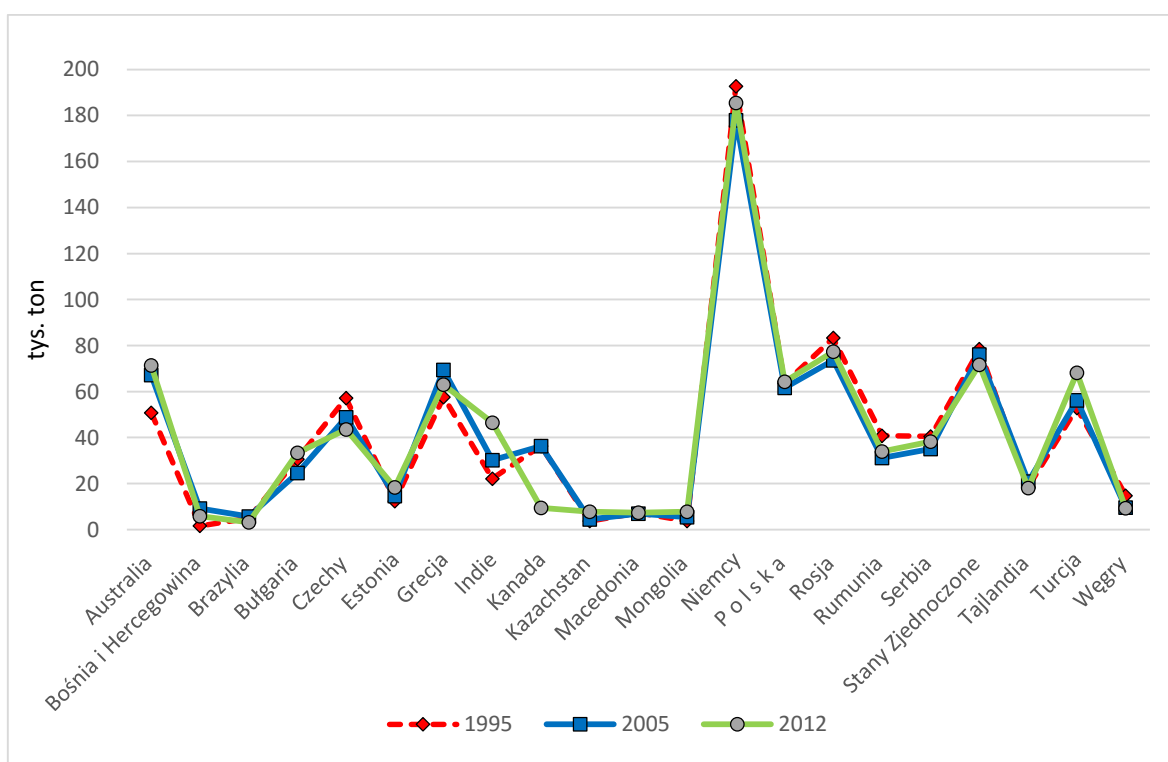


Rys.2.8 Emisja CO₂ przy spalaniu paliw kopalnianych w wybranych państwach świata
(opracowanie własne na podstawie danych z GUS, raport z obszaru Przemysł i budownictwo za lata 1995, 2005, 2012)
*państwa, w których poziom emisji CO₂ wynosił ponad 200 mln ton rocznie

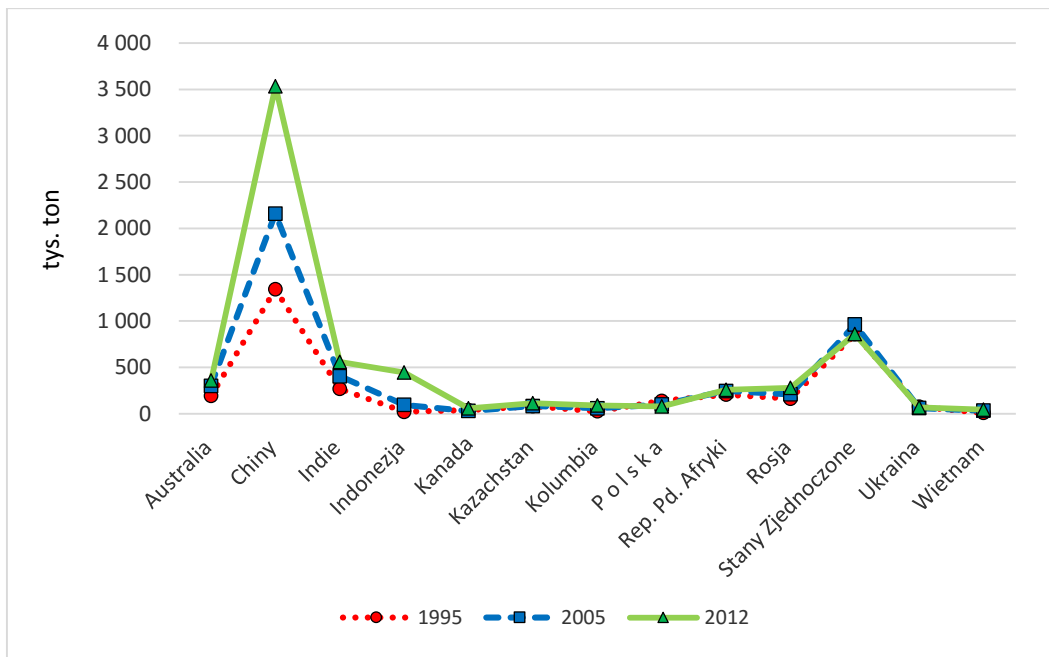
Na rys. 2.8 widać, że największymi emitentami CO₂ przy spalaniu paliw są Chiny i Stany Zjednoczone, w dalszej kolejności Indie i Rosja. Rys. 2.9 obrazuje emisję CO₂ po wyłączeniu największych emitentów, tzn. Chin i Stanów Zjednoczonych. Na rys. 2.9 wyróżniają się następujące państwa Indie, Rosja i Japonia.



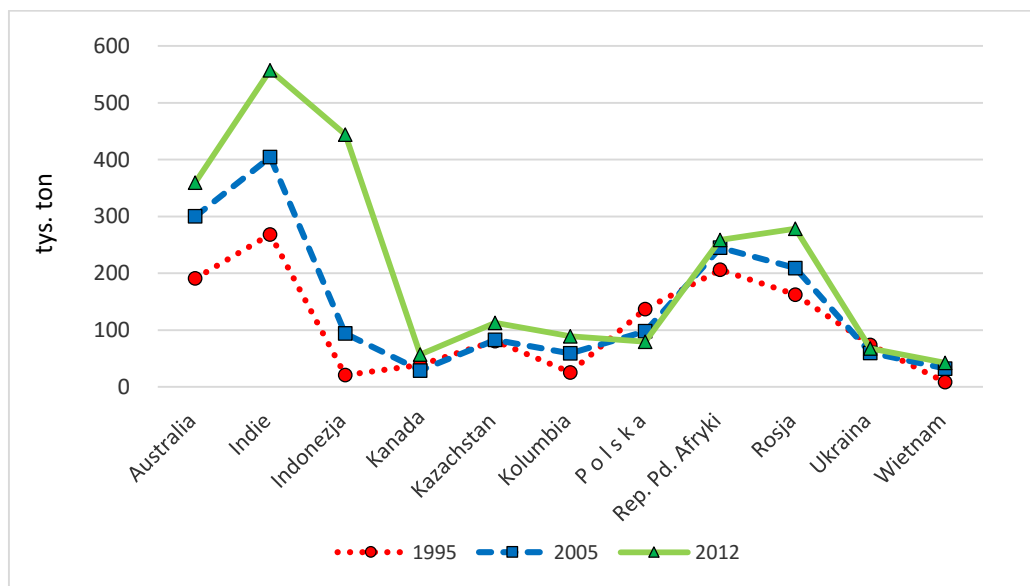
Rys.2.9 Emisja CO₂ przy spalaniu paliw w wybranych państwach świata bez uwzględnienia Chin i Stanów Zjednoczonych
(opracowanie własne na podstawie danych z GUS, raport z obszaru Przemysł i budownictwo za lata 1995, 2005, 2012)
*państwa, w których poziom emisji CO₂ wynosił ponad 200 mln ton rocznie



Rys.2.10 Wydobywanie węgla brunatnego w wybranych państwach świata
(opracowanie własne na podstawie danych z GUS, raport z obszaru Przemysł i budownictwo za lata 1995, 2005, 2012)
*bez uwzględnienia Chin



Rys.2.11 Wydobywanie węgla kamiennego w wybranych państwach świata w okresie lat 1995, 2005 i 2012 (opracowanie własne na podstawie danych z GUS, raport z obszaru Przemysł i budownictwo za lata 1995, 2005, 2012) *dla Chin podano łączne wydobywanie węgla brunatnego i kamiennego dla roku 2012



Rys.2.12 Wydobywanie węgla kamiennego w wybranych państwach świata bez uwzględnienia Chin i Stanów Zjednoczonych (opracowanie własne na podstawie danych z GUS, raport za rok 1995, 2005 oraz 2012)

Rys. 2.10 oraz rys. 2.11 przedstawiają jak kształtowało się wydobywanie węgla brunatnego i kamiennego w wyszczególnionych latach. Na rys. 2.12 zostało pokazano wydobywanie węgla kamiennego bez uwzględnienia największych producentów tzn. Chin i Stanów Zjednoczonych. Światowe wydobywanie węgla brunatnego w 2012r. wyniosło 888 mln ton i od roku 2009, kiedy to wydobywanie wyniosło ponad 1 mld ton, panuje tendencja spadkowa. W wydobywaniu węgla brunatnego przodują Niemcy (185 mln ton). Wydobywanie węgla brunatnego w Polsce w roku 2012 wyniosło

64 mln ton. Natomiast światowe wydobycie węgla kamiennego w 2012 r. wyniosło 6 905 mln ton i panuje tendencja wzrostowa. W wydobyciu węgla kamiennego przodują Chiny (2 895 mln ton w roku 2009 oraz 3 532 mln ton w roku 2012 łącznie z węglem brunatnym) oraz Stany Zjednoczone (860 mln ton). W Polsce wydobycie węgla kamiennego w roku 2012 kształtowało się na poziomie 79 mln ton.

Wstępna analiza emisji CO₂ przy spalaniu paliw zostanie przeprowadzona za pomocą korelacji. Istotny jest związek emisji CO₂ a ilość wydobywanych paliw kopalniach. Podstawowym narzędziem statystycznym, badającym zależność pomiędzy dwoma zbiorami danych, jest korelacja. Interesujące jest pytania: czy w państwach, w których istnieje przemysł górniczy, można stwierdzić dużą korelację pomiędzy wydobyciem węgla, a emisją CO₂ a ilością wydobywanego węgla? Pierwszym etapem analizy będzie zastosowanie współczynnika korelacji, który mierzy stopień związku pomiędzy zmiennymi liczbowymi lub jakościowymi, które można uporządkować. Współczynnik korelacji przyjmuje wartości z przedziału [-1, 1]. Do analizy wybrano trzy państwa: największych emitentów CO₂, tj. Chiny i Stany Zjednoczone, oraz Niemcy i Polskę. W tabeli 1 dla w/w państw zaprezentowano współczynniki korelacji określające wzajemne powiązania pomiędzy emisją CO₂ a wydobyciem węgla kamiennego, pomiędzy emisją CO₂ a wydobyciem węgla brunatnego oraz pomiędzy emisją CO₂ a łącznym wydobyciem węgla.

Tab. 1 Współczynniki korelacji dla wyszczególnionych państw

| Państwo | Emisja CO ₂ a wydobycie węgla brunatnego | Emisja CO ₂ a wydobycie węgla kamiennego | Emisja CO ₂ a łączne wydobycie węgla |
|-------------------|---|---|---|
| Chiny | - | - | 0,9919 |
| Stany Zjednoczone | 0,3327 | 0,4249 | 0,4614 |
| Niemcy | 0,4039 | - | 0,4039 |
| Polska | 0,3516 | 0,4654 | 0,4898 |

We wszystkich przypadkach korelacja jest dodatnia. Oznacza to, że wraz z wzrostem wartości jednej cechy następuje wzrost wartości drugiej, przy czym współczynnik korelacji przyjmujący wartość 1 oznacza najsilniejszą korelację dodatnią. Wartość współczynnika równa 0 oznacza, że zmienne nie są ze sobą w żaden sposób powiązane. Na podstawie analizy współczynnika korelacji można stwierdzić, że w Chinach istnieje silna korelacja dodatnia pomiędzy wydobyciem węgla a emisją CO₂ przy spalaniu paliw. Natomiast w pozostałych państwach korelacja jest umiarkowana, ale zależność jest istotna. Zatem w tych państwach inne czynniki mają również wpływ na emisję CO₂.

5. Podsumowanie

W artykule zostały zaprezentowane algorytmy grupowania: algorytm grupowania hierarchicznego agnes oraz odporny na drobne odstępstwa od założeń modelu algorytm grupowania niehierarchicznego tclust. W metodach tych ważny jest aktywny udział badacz, np. przy doborze ilości klastrów, jak również przy wyznaczaniu poziomu przycinania obserwacji odstających. Ważna też jest interpretacja wyników, a ta należy już do naukowca.

Przeprowadzona w danym artykule analiza pokazuje, że w okresie od 1995 do 2005 państwa można było podzielić na dwie grupy ze względu na zmienność emisję CO₂ przy spalaniu paliw. Algorytm dobiera państwa w klastry o podobnym rozproszeniu. Przy zwiększeniu liczby klastrów wzrastała również wartość funkcji celu. W kwestii badacza leży ustalenie liczby klastrów i jaki wzrost wartości funkcji celu jest mniej istotny. W danym artykule został wybrany podział na dwie grupy w okresie od 1995 do 2005 r. Natomiast po 2005 roku zarysowuje się

rozdział państw na trzy grupy o podobnym rozproszeniu w grupach, co świadczy o większej zmienności emisji CO₂ w poszczególnych krajach. Kolejnym etapem była próba podziału hierarchicznego państw ze względu na wielkość emisji CO₂, co zostało zobrazowane na kolejnych dendrogramach. Jednakże należy podkreślić, że taki podział jest wstępny. Jak wykazała analiza współczynników korelacji, nie wystarczy podzielić państwa na grupy, ponieważ wiele czynników wpływa na emisję CO₂, które nie zostały wyszczególnione przy takim grupowaniu. Dzięki tclust możemy określić ogólny trend w podziale państw ze względu na wielkość emisji CO₂. Natomiast dzięki algorytmowi agnes możemy zbadać strukturę poszczególnych grup. Należy podkreślić, że na przydział do grup wpłynęły również inne czynniki (niż tylko wydobywanie paliw kopalnianych), dlatego potrzebne są dalsze badania nad czynnikami wpływającymi na emisję CO₂ w danych państwach.

Literatura

- [1] H. Fritz, L.A. García-Escudero, A. Mayo-Iscar, *A Fast Algorithm for Robust Constrained Clustering*, URL http://www.eio.uva.es/infor/personas/tclust_algorithm.pdf;
- [2] H. Fritz, L.A. García-Escudero, A. Mayo-Iscar, *tclust: An R Package for a Trimming Approach to Cluster Analysis*, [w:] *Journal of Statistical Software*, 47(12), str. 1–26;
- [3] L.A. García-Escudero, A. Gordaliza, C. Matrán, A. Mayo-Iscar, *Exploring the number of groups in robust model-based clustering*, [w:] *Statistics and Computing*, 21(4), str. 585–599;
- [4] D. Kosiorowski, *Functional Regression in Short Term Prediction of Economic Times Series*, [w:] *Statistics in Transition new series*, vol.14, no.4., 2014;
- [5] D. Kosiorowski, D. Mielczarek, J. Rydlewski, M. Snarska, *Sparse methods for analysis of sparse multivariate data from big economic databases*, [w:] *Statistics in Transition : new series : an International Journal of the Polish Statistical Association*, 2014, str. 111-132;
- [6] D. Kosiorowski, D. Mielczarek, E. Szlachetowska, *Clustering of functional objects in energy load prediction issues*, [w:] *Proceedings from 9th Professor Aleksander Zeliaś International conference on modelling and forecasting of Socio-Economic Phenomena*, Edited by Monika Papież and Sławomir Śmiech, Foundation of the Cracow University of Economics, 2015, str. 108 – 118;
- [7] J. Pocięcha, *Statystyczne metody segmentacji rynku*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Krakowie, 1986;
- [8] T. Górecki, M. Krzyśko, *Functional Principal Components Analysis*, [w:] *Data Analysis Methods and its Applications*, Pocięcha J. and Decker R., C. H. Beck, Warszawa, 2012, str. 71-87;
- [9] P.J. Rousseeuw, *Silhouettes: A Graphical Aid to the Interpretation and Validation of Cluster Analysis*, [w:] *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 20(1), 1987, str. 53–65.

XVI Influence of the amount of urea modification of activated carbon on DeNO_x catalyst efficiency

Katarzyna Świrk^{1,2}, Magnus Rønning², Bogdan Samojeden¹,

¹Faculty of Energy and Fuels and Energy; AGH – University of Science and Technology, 30 Mickiewicza Av., 30-059 Cracow, Poland, contact: +48 12 617 21 19, swirk@agh.edu.pl

²Department of Chemical Engineering; Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Sem Sælandsvei 4, 7491 Trondheim, Norway, contact: +47 735 941 21, magnus.ronning@ntnu.no

Abstract

The influence of urea modification on activated carbons as catalysts for SCR-NH₃ was studied. Samples optionally oxidized with nitric acid and then treated with an aqueous solution of urea (5, 10, 15% wt.) were used as precursors, followed by thermal stabilization in He or He/O₂. The catalysts were characterized by low temperature nitrogen sorption, scanning electron microscopy (SEM) and X-ray diffraction (XRD). The specific surface area of the non-oxidized samples was 900 m²/g, while for the pre-oxidized samples 600 m²/g. The images obtained by SEM show visible differences in pore quantity and size. The XRD patterns showed sharp reflections for the non-oxidized catalyst, while the pre-oxidized one had no significant crystalline structure, with a wide peak centered around 2θ = 25°. The examined catalytic performance parameters were activity and stability (CO₂ formation). The pre-oxidized samples showed higher NO conversion (60-90%) in comparison with non-oxidized samples (10-30%). The CO₂ formation was lower for pre-oxidized catalysts than for the non-oxidized.

Key words: activated carbon, SCR-NH₃, NO_x, selective catalytic reduction, catalytic activity, BET, XRD, SEM

1. Introduction

As a result of fossil fuel combustion several pollutants, among them NO_x (NO and NO₂), are emitted to the atmosphere. NO can be oxidized to NO₂ which contributes to acid rain. Additionally, NO_x are involved in the formation of photochemical smog. The higher the levels of NO_x contamination of the air with NO₂ and the soil with nitrates, the greater the number of diseases and environmental degradation. In order to counteract, the Industrial Emissions Directive 2010/75/EU was established. It requires drastic reduction of NO_x emissions in flue gases in the European Union from 2016 [1]. In order to reduce the concentration of harmful oxides in the atmosphere, selective catalytic reduction of NO with NH₃ (SCR-NH₃) is applied on industrial scale, in which the main objective is the reduction of harmful nitrogen oxides to neutral compounds, nitrogen and water. The most common catalysts in industry are vanadium (V) oxide, tungsten (VI) oxide on titanium oxide support deposited on a ceramic monolith. This type of material shows high activity at 300-400°C. However, a major drawback of vanadium (V) oxide-based formulations is its serious environmental and toxicity problem [2]. Moreover, the catalyst is located upstream of the electrostatic precipitator and it is exposed to harmful effects of ash and sulfur oxides, which results in shorter time of catalyst usage. Taking this into account, the optimal placement of the reactor with catalyst would be at the tail end. This position is characterized by lower temperatures, thus traditional catalysts cannot be applied. An interesting alternative are activated carbons. The chemical structure of active carbon has a strong influence on adsorption, as well as catalytic and acid-base properties of such materials. Acidic oxygen groups are important, since in the SCR process these groups are the adsorption sites for the reducing agent (NH₃). Activated carbons are characterized by high specific surface area, microporous structure and, after appropriate modification, e.g. by introduction of nitrogen surface groups, improved chemistry [4,5,6,9]. Due to these reasons carbonaceous materials may be promising catalysts in SCR-NH₃ and the removal of NO₂ [3]. It must be stated, however, that although numerous methods were applied to introduce N-surface species, there are still a lot of open questions. Grzybek et al. [6] compared the influence of urea and ammonia treatment in SCR, but only one concentration was used.

Therefore, in order to be able to optimize the former treatment, the catalyst preparation involving oxidation treatment and impregnation with different concentrations of aqueous-urea solutions is of importance.

The aim of this paper was to study the optimization of the urea-modification procedure in order to improve catalytic activity and stability of activated carbons in SCR-NH₃. The influence of different amounts of treating urea and atmosphere of curing on catalytic performance was investigated.

2. Experimental

2.1. The preparation of catalysts

The catalysts were prepared from activated carbon from Gryfskand, Hajnówka as the starting material.

The preparation route may be presented as follows:

The starting material → optional oxidation by HNO₃ at 90°C for 2 hours → decantation → washing in distilled water (40 dm³) to obtain neutral pH → filtration → drying at 110°C in the oven for 24 h → incipient wetness impregnation with urea solution (5, 10 or 15 wt. %) → drying at 110°C in the oven for 24 hours → thermal stabilization in He or He/O₂ (2.25%) at 500°C for 2 hours (flow 100 cm³/min) → grinding and sieving of the material to obtain 0.25 - 1 mm fraction.

The list of the prepared catalysts is given in *Table 1*. The designation of the catalysts includes: C (starting material), ox- oxidation with HNO₃, a number (5, 10 or 15, describing the amount of impregnated urea), He or He O₂ denoting the atmosphere used for catalyst curing.

Tab. 1 The list of the prepared samples with the used elements of the preparation procedure and their designation.

| Sample | Element of preparation procedure | | |
|--------------------------|----------------------------------|---------------------------------|----------------------|
| | Oxidation* | Impregnation amount of urea (%) | Curing atmosphere |
| C-5 | - | 5 | - |
| C-10 | - | 10 | - |
| C-15 | - | 15 | - |
| C-5 He | - | 5 | He |
| C-10 He | - | 10 | He |
| C-15 He | - | 15 | He |
| C-5 He O ₂ | - | 5 | O ₂ /He** |
| C-10 He O ₂ | - | 10 | O ₂ /He** |
| C-15 He O ₂ | - | 15 | O ₂ /He** |
| Cox-5 He | + | 5 | He |
| Cox-10 He | + | 10 | He |
| Cox-15 He | + | 15 | He |
| Cox-5 He O ₂ | + | 5 | O ₂ /He** |
| Cox-10 He O ₂ | + | 10 | O ₂ /He** |
| Cox-15 He O ₂ | + | 15 | O ₂ /He** |

- / + without / with

* 65% HNO₃ at 90°C for 2 hours

** 2.25% O₂ in He, at 500°C for 2 hours

2.2. Characterization methods

The catalysts were characterized by low temperature nitrogen sorption, scanning electron microscopy SEM, and X-ray diffraction XRD.

Specific surface area and pore size distribution were determined from nitrogen adsorption/desorption at -196°C . The measurements were performed with a Micromeritics Tristar II 3020 apparatus. Before the experiment, the samples were degassed at 200°C overnight to $p=100$ mTorr or less. In order to determine specific surface area BET method was used. The mesopore volume was obtained by the BBJ method.

To examine the topography, morphology, heterogeneities of composition and local elemental composition of the samples scanning electron microscope SEM was used (Hitachi S-3400N). Working parameters were adjusted to achieve clear view, with the voltage equal to 15 kV. The elemental analysis was carried out by AZtec (EDS analysis software in the SEM).

The structure of the sample and the phase analysis were defined by X-ray diffraction (Da Vinci D8 ADVANCE). By using Diffrac Eva software the collected data allowed to calculate the average size of crystalline domains from the Scherrer equation, and to assign the diffraction peaks. The XRD pattern was determined by using $\text{Cu K}\alpha$ ($\lambda=1.5406 \text{ \AA}$) radiation in the range of 2θ from $5-60^{\circ}\text{C}$. The phase composition was determined with the database created by NTNU.

2.3. Catalytic measurements

The activity tests in selective catalytic reduction of NO with ammonia were carried out in a fixed-bed flow reactor containing 100 mg of catalyst. The temperature was measured by a thermocouple placed inside the reactor in the layer of the catalyst. The concentration of NO and CO_2 product stream was measured every 1 minute by NDIR (Hartman and Braun). NO conversion was calculated according to equation (2.1). Catalytic reduction of NO with ammonia was studied with the reaction mixture: 800 ppm NO, 800 ppm NH_3 , 2.25 % O_2 , He; flow: $100 \text{ cm}^3/\text{min}$; temperature range: $140-300^{\circ}\text{C}$.

$$\text{NO conversion} = \frac{\text{NO}_{in} - \text{NO}_{out}}{\text{NO}_{in}} \cdot 100\% \quad (2.1.)$$

3. Results and discussion

3.1. The characterization of the samples

Figure 3.1. a and b shows, as examples, the nitrogen sorption isotherms for C-5 He, C-5 He O_2 . Nitrogen sorption isotherms for other prepared active carbons were similar. All isotherms are of type I according to the IUPAC classification which indicates their microporous character.

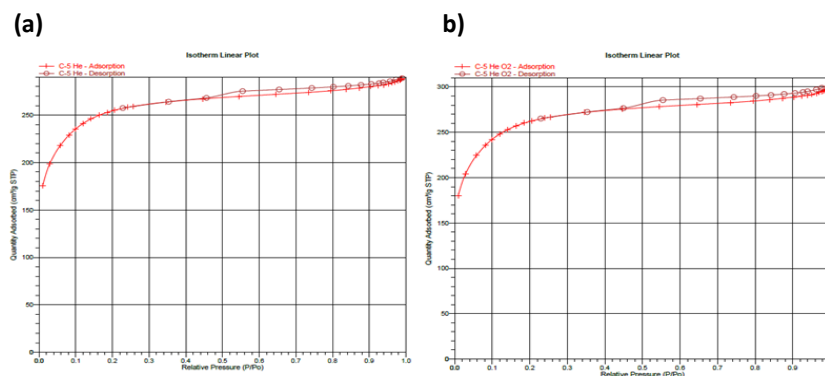


Figure 3.1. Isotherms for (a) C-5 He and (b) C-5 He O_2

Specific surface area was measured to obtain the general trends, as this factor is not directly correlated with NO conversion in SCR (in presence of ammonia) [7]. From *Table 2* the obtained specific surface area of the starting carbon sample was similar, for C and C-ox-based activated carbons, respectively. A slight increasing trend was observed when the thermal treatment was carried out with a mixture of helium and oxygen, although the difference was not higher than the experimental accuracy of BET method ($\pm 5\%$). The non-oxidized catalysts had specific surface area of ca. 900 m²/g and the pre-oxidized ones ca. 600 m²/g. It is worth mentioning that S_{BET} values related by Grzybek et al. [8] for the samples from the same producer (Gryskand, Hajnówka) were similar for non-oxidized activated carbon (794 m²/g; argon sorption) and much lower for oxidized activated carbon (113 m²/g; argon sorption) than in this work which may be ascribed to differences in oxidation procedure, as activated carbon structure is very sensitive to such procedures. On the whole, the specific surface area is higher for all non-oxidized samples than pre-oxidized ones, in good agreement with general trends [9, 10]. Mesopores volumes were not influenced by the used treatments. On the other hand, the micropores volume was higher for the non-oxidized samples than for the pre-oxidized ones, as the micropore volume decreased during the oxidation. Additional changes in pore volume may arise from urea treatment. During the urea impregnation more nitrogen groups are created on the surface. As a consequence, this may lead to partial blocking of micropores in the carbon material. Thus, the volume of micropores may decrease – e.g. as observed for Cox 5-He in comparison to C-ox (0.09 and 0.13 cm³/g, respectively). The effect is more noticeable for catalysts based on pre-oxidized samples than those originating from non-oxidized activated carbon. This may be connected with the preferential reaction of NH₃ (formed in situ from urea) with acidic surface groups resulting from HNO₃ oxidation. On the other hand, there is no considerable decrease of S_{BET} as it had been noticed by Grzybek et al. [6]. When the catalyst was treated with oxygen, it may be speculated that oxidation of the carbon material to carbon dioxide took place. For this reason, smaller pores may have collapsed and in the same time created bigger ones [7]. Therefore, due to the thermal modification with helium and oxygen, the volume of mesopores may have expanded to a certain small extent at the cost of smaller micropores. The mesopore size was the same for all samples, and equal to ca. 4.2 nm.

Tab. 2 Specific surface area S_{BET} , mesopores volume V_{mes} , micropore volume V_{mic} and pore size

| Sample | S_{BET} [m ² /g] | V_{mes} [cm ³ /g] | V_{mic} [cm ³ /g] | pore size [nm] |
|---|--------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------|
| C | 736 | 0.08 | 0.22 | 4.2 |
| Cox | 594 | 0.09 | 0.13 | 4.3 |
| Urea impregnation (5%, 10%, 15%) | | | | |
| C-5 | 833 | 0.09 | 0.22 | 4.3 |
| C-10 | 801 | 0.09 | 0.23 | 4.2 |
| C-15 | 746 | 0.09 | 0.20 | 4.3 |
| Urea impregnation and thermal stabilization in He (2 hours, 500°C) | | | | |
| C-5 He | 883 | 0.09 | 0.22 | 4.1 |
| C-10 He | 858 | 0.10 | 0.19 | 4.2 |
| C-15 He | 811 | 0.08 | 0.21 | 4.2 |
| Cox-5 He | 586 | 0.11 | 0.09 | 4.0 |
| Cox-10 He | 592 | 0.11 | 0.08 | 3.9 |
| Cox-15 He | 563 | 0.11 | 0.08 | 3.9 |
| Urea impregnation and thermal stabilization in He and O ₂ (2 hours, 500°C) | | | | |
| C-5 He O ₂ | 909 | 0.10 | 0.23 | 4.3 |
| C-10 He O ₂ | 869 | 0.09 | 0.20 | 4.0 |
| C-15 He O ₂ | 842 | 0.09 | 0.21 | 4.1 |
| Cox-5 He O ₂ | 632 | 0.11 | 0.09 | 4.0 |
| Cox-10 He O ₂ | 633 | 0.14 | 0.09 | 4.0 |
| Cox-15 He O ₂ | 635 | 0.13 | 0.09 | 3.8 |

The topography, morphology, heterogeneities of composition and local elemental composition of the sample were examined by *scanning electron microscope (SEM)*. In *Figure 3.2. a* and *b* two catalysts, C-15 and C-15 He O₂ (impregnation in 15 wt.% of urea, thermal stabilization in helium and oxygen), are compared. The sequence of treatments for the latter sample led to visible differences in morphology, with larger macropores created.

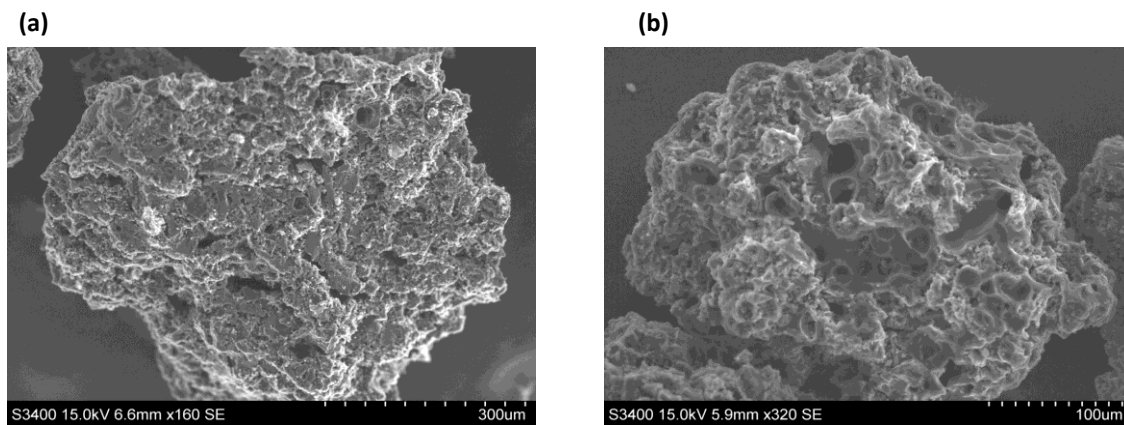


Figure 3.2. SEM micrographs (a) C-15 and (b) Cox-15 He O₂

The approximate size of macropores in the selected samples under study compared in *Figure 3.3 a-d* is visibly different. More and wider macropores were present in the pre-oxidized samples, with the size starting from 5 - 70 μm.

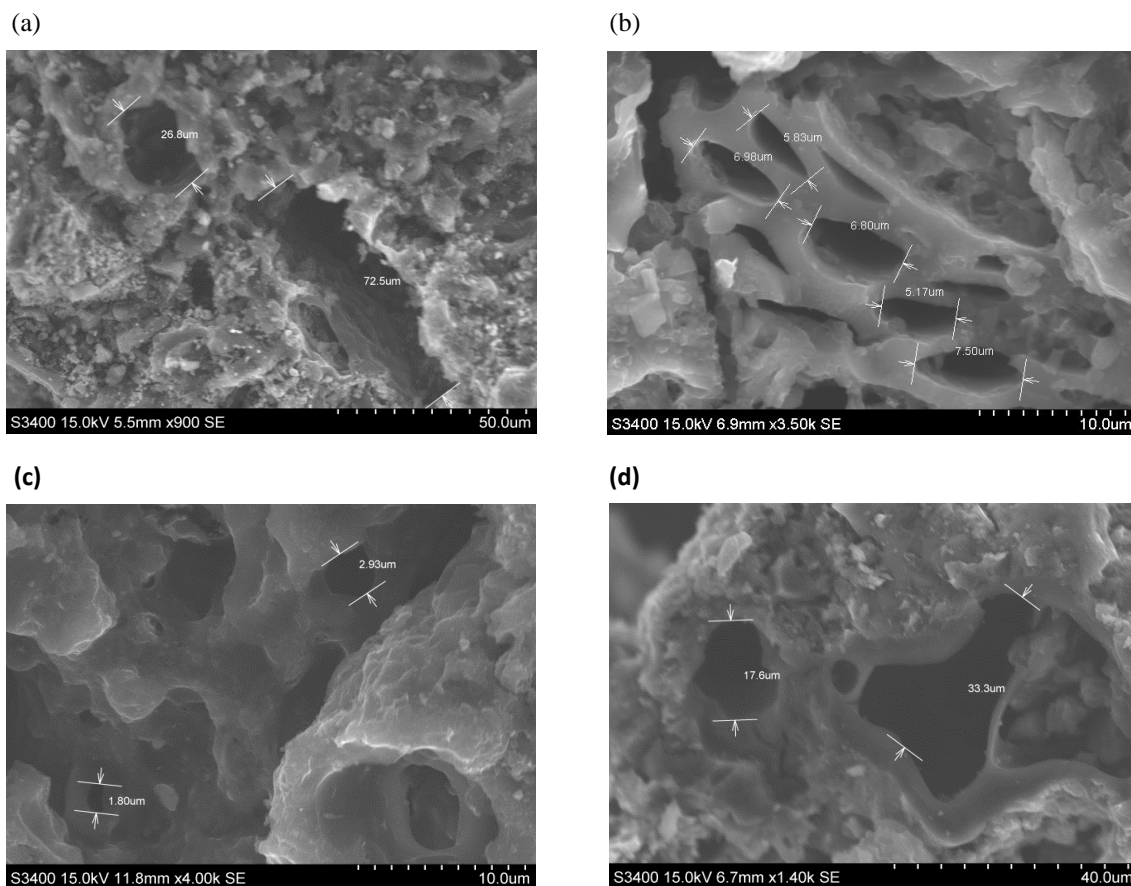


Figure 3.3 The porosity of samples (a) C-5 He (b) Cox-5 He (c) Cox-5 He O₂ and (d) Cox-15 He

The EDS measurements were performed for two selected samples, one derived from non-oxidized and the second one from oxidized activated carbon, with other stages of treatment the same for both (impregnation with 10% urea, curing in helium). The contents of C, N and O from the EDS measurements are summarized in *Table 3*.

Tab. 3 The content of C, N and O in C-10 He and Cox-10 He

| Element content (wt.%) | C-10 He | Cox-10 He |
|------------------------|---------|-----------|
| C | 85.1 | 82.0 |
| N | 3.8 | 6.0 |
| O | 10.8 | 12.2 |

EDS measurements confirm that there is a higher amount of oxygen and nitrogen in the pre-oxidized sample. This is in agreement with Grzybek et al. [6] who showed that the content of nitrogen was higher for the samples which were oxidized and impregnated with urea than those only impregnated. On the other hand, Figueiredo et al. [3] studied xerogels modified with urea and carbonized under nitrogen flow at 500, 700 and 900°C.

The elemental analysis registered an N content of 0.3 to 0.7 wt.%.

Figure 3.4 and *3.5* show oxygen mapping by scanning electron microscopy (SEM) with energy dispersive X-ray spectrometry (EDS). In both catalysts oxygen, marked with purple color, was present, but with much more even distribution for Cox-derived catalyst. The O-enriched spots for C-10 He may have arisen from ash which is present in the starting sample. As described by Grzybek et al. [8], activated carbon under study contained 22.3% of ash with most of it removed by oxidative treatment.

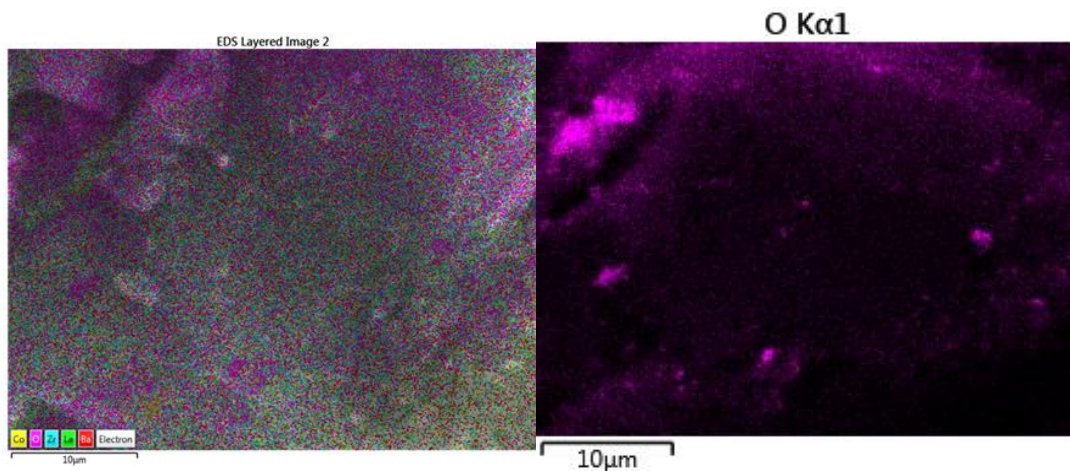


Figure 3.4. The SEM images of C-10 He composites and the corresponding EDS mapping of oxygen and the corresponding EDS mapping of oxygen

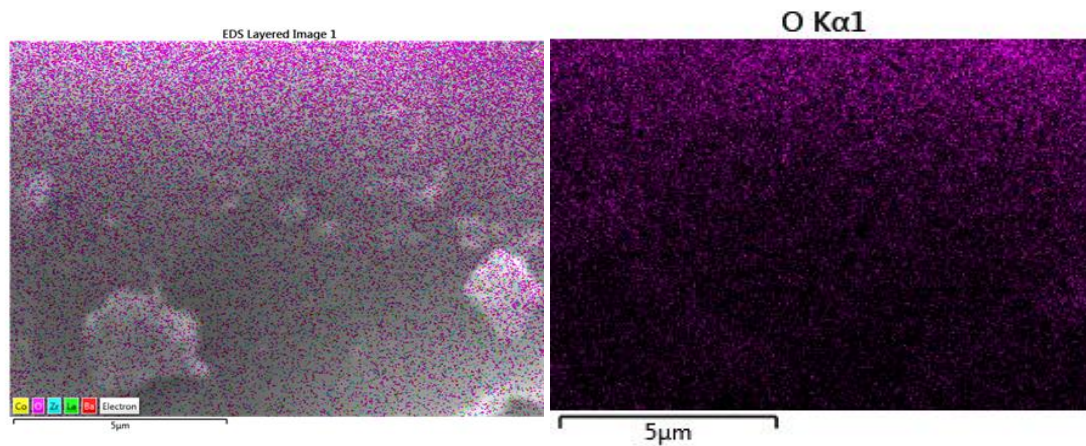


Figure 3.5. The SEM images of Cox-10 He composites and the corresponding EDS mapping of oxygen

The phase analysis was determined by X-ray diffraction (XRD). Figure 3.6 represents XRD diffractograms of the selected catalysts. It shows numerous sharp reflections for the starting material, proving the presence of several types of compounds. Apart from the first broad and not so well defined reflection, the compounds registered are the constituents of ash. As mentioned above, there is a considerable amount of ash in the studied activated carbon (22.3%). Pre-oxidized activated carbon does not show significant crystalline structures, except a very wide reflection centered around 2θ of 25° . This proves that the applied modification procedure led to the removal of most of ash. The components of ash registered in the starting activated carbon C are kalsilite ($\text{AlK}_2\text{O}_5\text{Si}$), cristobalite (SiO_2), gehlenite ($\text{Ca}_2\text{SiAl}_2\text{O}_7$), manganese (V) oxide (Mn_2O_5), calcium oxide (CaO). The constituents are typical for ash in activated carbon from coals, in good agreement with MSc thesis of Żyrkowski et al. [11], who analyzed fly ash samples from a coal-fired power plant located in Cracow, Poland. Quantitative analysis of elements showed the presence of silicon (Si), aluminium (Al), iron (Fe), calcium (Ca), potassium (K), sodium (Na) and titanium (Ti). Moreover, the examination of oxides in ash showed the presence of SiO_2 , Al_2O_3 , CaO , Fe_2O_3 , MgO , Na_2O , K_2O and trace content of TiO_2 . This is also in agreement with Grzybek et al. [8] who presented the content of the following elements in ash from Gryfskand's product: aluminium (Al), iron (Fe), calcium (Ca), magnesium (Mg) and manganese (Mn).

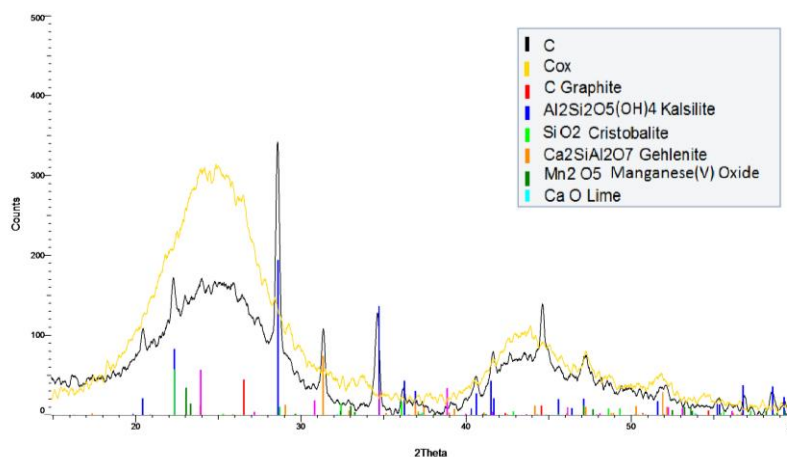


Figure 3.6. XRD patterns of the selected samples activated carbon C and pre-oxidized Cox

Figure 3.7 a-c compares the XRD patterns of the obtained catalysts with the starting C or Cox samples. From these figures it may be concluded that the applied urea concentration did not significantly influence the phase composition. However, for Cox based catalysts in contrast to C-derived ones, no urea was detected. This indicates that urea either reacted with the surface groups, or formed amorphous deposits. The former interpretation is more probable

taking into account the higher amount of N-introduced (*Table 3*) and the work of Samojeden et al.[9], who also observed that the presence of oxygen surface groups led to higher amount of N introduced into activated carbon.

Tab. 4 Crystalline domains calculated by Scherrer's equation for the studied samples

| Non-oxidized samples | Crystalline size (nm) | Pre-oxidized samples | Crystalline size (nm) |
|------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------|
| C | 3.4 | Cox | 1.5 |
| C-5 | 3.5 | Cox-5 | n.m. |
| C-10 | 3.3 | Cox-10 | n.m. |
| C-15 | 3.3 | Cox-15 | n.m. |
| C-5 He | 3.1 | Cox-5 He | 1.6 |
| C-5 He O ₂ | 3.2 | Cox-5 He O ₂ | 1.6 |
| C-10 He | 3.2 | Cox-10 He | 1.6 |
| C-10 He O ₂ | 3.5 | Cox-10 He O ₂ | 1.7 |
| C-15 He | 3.0 | Cox-15 He | 1.7 |
| C-15 He O ₂ | 3.4 | Cox-15 He O ₂ | 1.7 |

Scherrer's equation was used to calculate the average size of crystalline domains. The reflection at 2θ of ca. 25° which arises from the height of the crystallite, consisting of a few imperfect micro-graphen layers, was used for calculations. The crosslinking bond connects such crystallites together with the space between them (forming the pore) [12]. The very wide reflection registered for Cox derived catalysts suggests that the treatment with concentrated HNO₃ resulted in a certain amorphisation of the starting material. As demonstrated in *Table 4* the trend in the crystalline size may be observed - for pre-oxidized samples (ca. 1.6 nm) is ca. two times smaller than for the catalysts without this treatment stage (ca. 3.2 nm). No significant changes in graphite crystallite sizes were observed after subsequent urea treatment and curing in He, suggesting that other used treatment stages did not influence the structure of activated carbons.

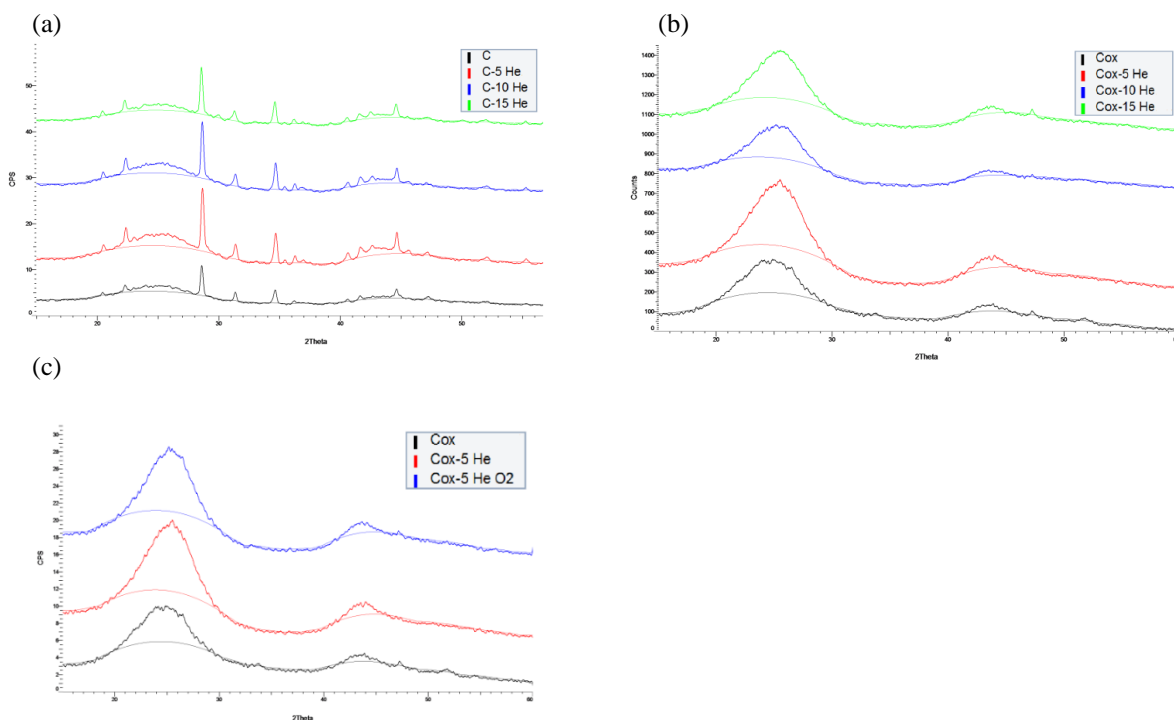


Figure 3.7. XRD patterns of selected samples

(a) activated carbon C, C-5 He, C-10 He and C-15 He (b) pre-oxidized activated carbon Cox, Cox-5 He, Cox-10 He and Cox-15 He, and (c) pre-oxidized activated carbon Cox, Cox-5 He and Cox-5 He O₂

3.2. NH₃-SCR catalytic properties

Figure 3.8.a-c illustrates NO conversion for the studied catalysts as a function of temperature (140- 300°C). It may be observed that the oxidation pre-treatment leads to a considerable increase in NO conversion. In case of the non-oxidized samples, treated in He or in mixture He/O₂, there is no significant difference in NO conversion. These samples show a distinctive minimum in activity at 220°C which was also observed by Grzybek et al. [6] in the samples treated with ammonia at high temperature. Oxygen surface groups which were introduced by oxidation may have increased the catalytic activity as observed in literature by Mochida [13], but it must be taken into account, as discussed by Szymański et al. [4] that such groups are unstable, as proven by TPD surface oxides. Grzybek et al. [6] ascribed the effect to better distribution of N-containing surface groups for C-ox-type catalysts. Generally, the nitrogen surface groups had a positive impact on NO_x reduction, along with a smaller impact of oxygen groups. There is no distinct difference between NO conversion for Cox-derived catalyst promoted with 5, 10 or 15 % wt. of urea which leads to a conclusion that the smallest amount used in this work was sufficient to result in increased activity.

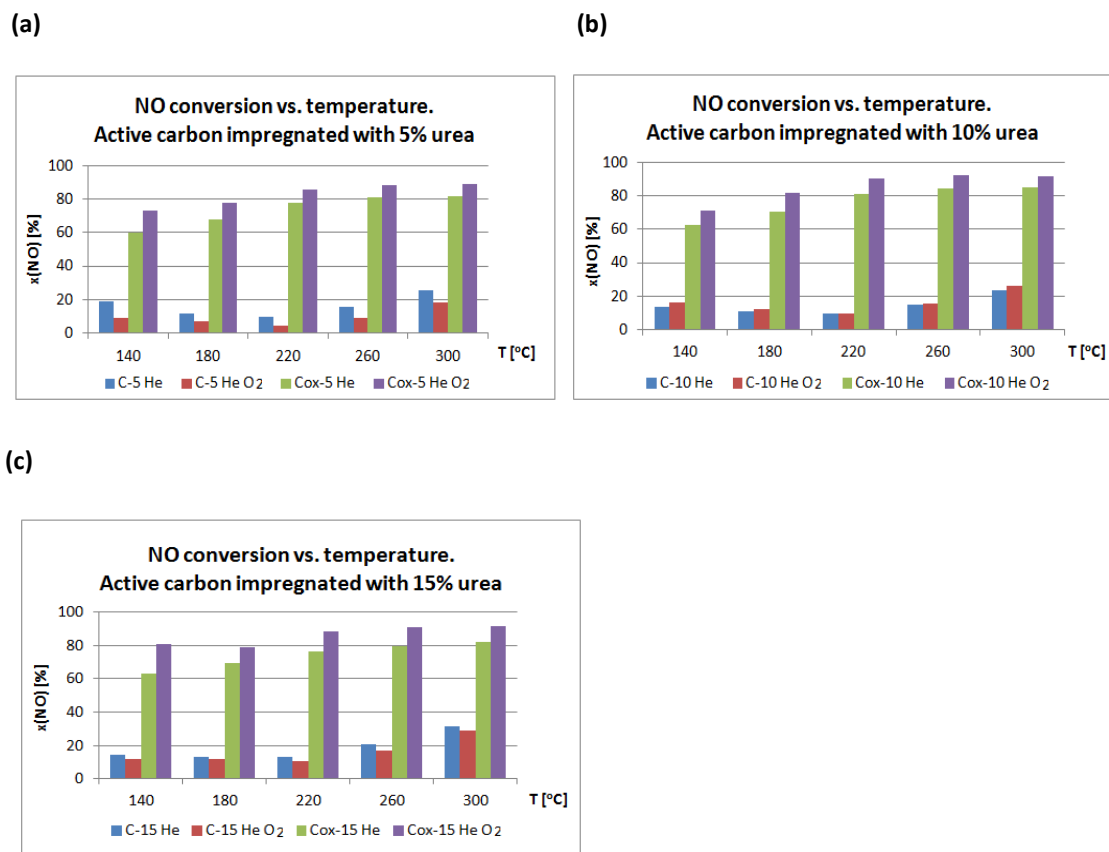


Figure 3.8 NO conversion versus temperature for active carbon impregnated with (a) 5 wt. % (b) 10 wt. % and (c) 15 wt.% urea solution

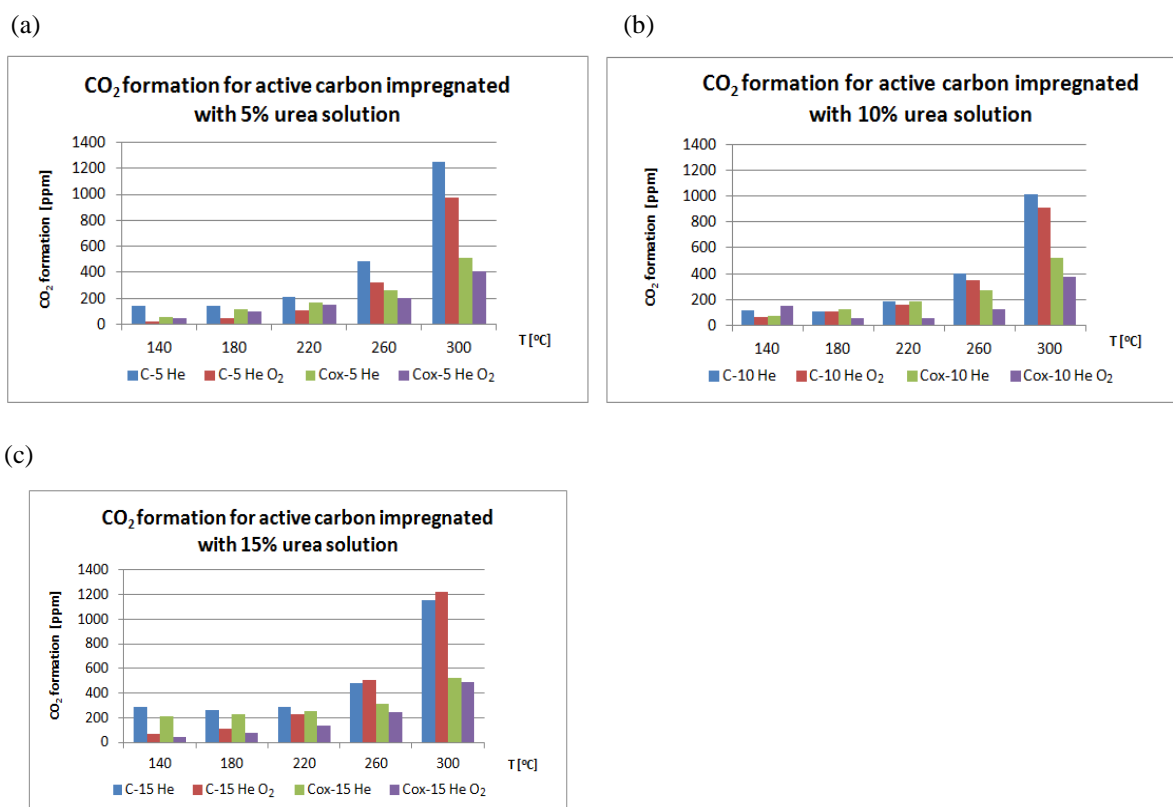


Figure 3.9 CO₂ formation in DeNO_x process versus temperature for active carbon impregnated with (a) 5 wt. % (b) 10 wt. % and (c) 15 wt.% urea solution

Figure 3.9.a represents CO₂ formation for urea-impregnated and subsequently cured activated carbons. The pre-oxidized catalysts formed smaller amounts of CO₂ than non-oxidized in the SCR process, which may also be related to the better distribution of N-species in the catalyst. As related by Matzner et Boehm the introduction of N-surface species decreased the ability to oxidize carbon surface [14]. It must be stated however, that curing in helium resulted in slightly higher CO₂ formation than for He/O₂ cured catalysts. It may be speculated that oxygen formed in situ acidic surface groups which led to more N-urea derived groups while for C-samples there was more non-bonded (physically sorbed) urea. CO₂ physically deposited on the surface may have decomposed with CO₂ as one of the products. This suggests that an additional preparation stage -washing in water after curing, would be of advantage and could exclude urea only physically deposited on the surface and not bonded as N-surface groups.

4. Conclusions

Activated carbons modified by different amounts of urea were studied as catalysts for SCR-NH₃. In order to introduce nitrogen surface groups, an aqueous solution of urea were used as precursor, followed by thermal stabilization in He or He/O₂. The obtained catalysts were characterized using low temperature nitrogen sorption, scanning electron microscopy SEM and X-ray diffraction XRD. From these experiments the following conclusions may be drawn:

- S_{BET} was ca. 30% lower for the pre-oxidized samples, than for non-oxidized ones,
- The XRD patterns showed sharp diffraction peaks for the non-oxidized catalysts, explained by the presence of coal-derived ash. HNO₃ oxidation resulted in partial amorphization of the catalysts, and the ash

removal. The average size of the graphite crystallites decreased from 3.2 nm for non-oxidized sample to 1.7 nm for oxidized one. . The modification procedure – impregnation and curing, did not significantly influence the structure of the catalysts (non-oxidized, as well as pre-oxidized).

- Scanning electron microscopy showed differences in quantity and macropore size. Higher amounts of nitrogen were observed by EDS in the pre-oxidized catalysts. Oxygen mapping by EDS revealed much more even distribution of oxygen for pre-oxidized activated carbons.

No dependence on the amount of urea applied to modify activated carbon on NO conversion was registered, which indicates that the lowest amount (5%) used here may give a satisfactory increase in activity. The pre-oxidation of active carbons before urea introduction improved NO conversion and decreased CO₂ formation.

5. Acknowledgements

K.Świrk acknowledges for the support of Norwegian University of Science and Technology (NTNU) in Trondheim. The work was funded by Erasmus + program, Research Council of Norway and AGH University of Science and Technology 11.11.210.213.

References

- [1] Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control (recast) (text with EEA relevance). ISSN 1725-2555 doi:10.3000/17252555.L_2010.334.eng ;
- [2] IRIS Toxicological Review of Vanadium Pentoxide, Available on 29 July 2015: http://ofmpub.epa.gov/eims/eimscomm.getfile?p_download_id=504127 ;
- [3] Figueiredo J.L., Sousa J.P.S., Pereira M.F.R., *Carbon xerogel catalyst for NO oxidation*, Catalysts, 2012, p.447;
- [4] Szymański G., Grzybek T., Papp H., *Influence of nitrogen surface functionalities on the catalytic activity of activated carbon in low temperature SCR of NOx with NH₃*, Catalysis Today 90, 2004, p.51;
- [5] Serp P., Machado B., *Nanostructured Carbon Materials for Catalysis*, RSC Catalysis Series No. 23, Croydon, UK 2015;
- [6] Grzybek T., Klinik J., Samojeden B., Suprun V., Papp H., *Nitrogen-promoted activated carbons as DeNOx catalysts. 1. The influence of modification parameters on the structure and catalytic properties*, Catalysis Today, 137, 2008, p. 228;
- [7] Muñoz J., Marbán G., Fuertes A.B., *Low temperature selective catalytic reduction of NO over polyarylamide-based carbon fibres*, Applied Catalysis B, 23, 1999, p. 25;
- [8] Grzybek T., Klinik J., Rogóż M., Papp H., *Manganese supported catalysts for selective catalytic reduction of nitrogen oxides with ammonia Part 1 Characterization*, Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions, 94, 1998, p. 2843;
- [9] Samojeden B., Klinik J., Grzybek T., Papp H., *Charakterystyka modyfikowanych węgla aktywnych jako katalizatorów w reakcji DeNOx*, Gospodarka surowcami mineralnymi. 24, 3/3, 2008, p. 295;
- [10] Grzybek T., Klinik J., Samojeden B., Suprun W., Papp H., Gläser R., *Nitrogen-promoted active carbons as DeNOx catalysts. 2. The influence of water on the catalytic performance*, Catalysis Today, 176, 2011, p. 303;
- [11] Żyrkowski M., *Wpływ parametrów spalania na formowanie się mikrosfer*, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, Wydział Energetyki i Paliw (Praca dyplomowa magisterska), Kraków 2014;
- [12] Franklin R.E., *The interpretation of diffuse X-ray diagrams of carbon*, Acta crystallographica, vol. 3, 1950, p. 107;

- [13] Mochida J., Ogaki M., Fujitsu H., Komatsubara Y., Ida S., *Reduction of nitric oxide with activated PAN fibres*, Fuel 64, 1985, p. 1054;
- [14] Matzner S., Boehm H.P., *Influence of nitrogen doping on the adsorption and reduction of nitric oxide by activated carbons*, Carbon 36, 1998, p.1697;

XVII Zastosowanie gazu ze zgazowania osadów ściekowych oraz mikroalg w układzie kogeneracyjnym z gazowym silnikiem tłokowym

Wojciech Uchman¹, Sebastian Werle²; Anna Skorek-Osikowska¹

¹Politechnika Śląska; Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, tel.: 32 2371745, e-mail:wojciech.uchman@polsl.pl

² Politechnika Śląska; Instytut Techniki Ciepłej, Konarskiego 22, 44-100 Gliwice

Streszczenie

Wykorzystanie paliw alternatywnych jest jedną z technologii o wysokim potencjale implementacji na szeroką skalę do energetyki rozproszonej. W pracy przedstawionej w artykule wykonano badania eksperymentalne zgazowania dwóch rodzajów biomasy: osadów ściekowych oraz mikroalg. Wykorzystano reaktor dolnociągowy ze złożem stałym. Przeprowadzono analizę w zakresie wpływu ilości czynnika zgazowującego na wartość opałową powstającego gazu. Składy wytworzonych gazów posłużyły do obliczeń termodynamicznych i ekonomicznych układu kogeneracyjnego z gazowym silnikiem tłokowym. Wyznaczono wskaźniki efektywności energetycznej układu CHP oraz szereg danych wejściowych do analizy ekonomicznej. Rachunek ekonomiczny przeprowadzono w oparciu o metodę wartości zaktualizowanej netto. Wykonano analizę wrażliwości wskaźnika NPV na zmianę wybranych składników strumienia środków pieniężnych netto.

Słowa kluczowe: biomasa, zgazowanie, osady ściekowe, mikroalgi, kogeneracja, silnik tłokowy

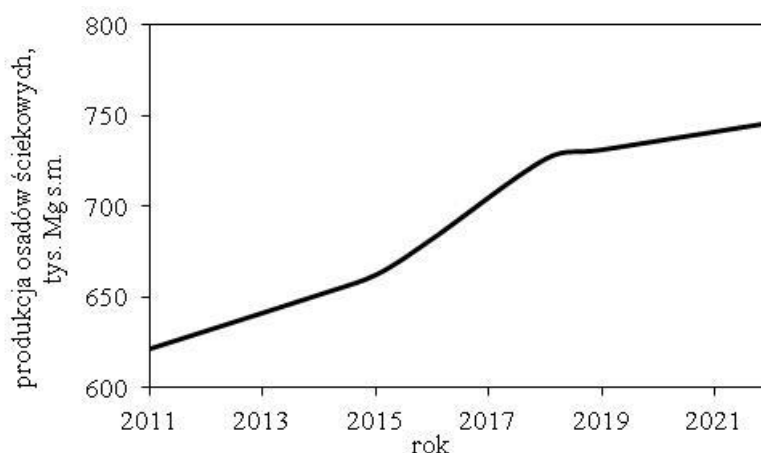
1. Wstęp

Współczesna energetyka, jako istotna gałąź gospodarki światowej, stoi w obliczu zmian mogących, w perspektywie kilkudziesięciu lat, prowadzić do gruntownego przetasowania poziomów wykorzystania poszczególnych źródeł energii. Rozmiar przemysłu energetycznego, a także jego rola w utrzymaniu bezpieczeństwa światowego, nie pozwala oceniać go tu i teraz – zawsze należy spoglądać w przód. Takie podejście umożliwi rozwój technologiczny, który jest niezbędny do realizacji celów stawianych przed energetyką. Wzrastający popyt na energię elektryczną, która jest najbardziej pożądaną z finalnych form energii, w powiązaniu ze zobowiązaniami, które w imieniu społeczeństw przyjmują decydenci polityczni, wymusza modernizację systemów krajowych. Prognozuje się, że paliwami o największym przyroście produkcji do 2040 roku będą paliwa gazowe [1]. Posiadają one niewątpliwe zalety, do których zaliczyć można stosunkowo niewielki wpływ na środowisko, brak konieczności magazynowania czy łatwość prowadzenia i automatyzacji procesu spalania. Głównymi cechami są także wysoka cena i bezpieczeństwo dostaw ściśle związane ze stabilnością sytuacji geopolitycznej, która w ostatnich latach nie jest jednoznaczna. Jednym ze sposobów na wykorzystanie zalet paliwa gazowego, przy zachowaniu różnorodności źródeł pozyskania, jest wykorzystanie gazów niekonwencjonalnych, na przykład gazów ze zgazowania biomasy.

Celem pracy było przeprowadzenie badań eksperymentalnych procesu zgazowania osadów ściekowych oraz alg przy użyciu powietrza jako czynnika zgazowującego oraz teoretyczna analiza możliwości wykorzystania generowanego gazu jako paliwa dla układu kogeneracyjnego z silnikiem tłokowym. W zakres analizy teoretycznej wchodzi obliczenia i ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej układu CHP zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy. Opracowanie wpisuje się w tendencje poszukiwania korzystnych dla środowiska technologii energetycznych, które będą efektywne ekonomicznie.

2. Biomasa osadów ściekowych i mikroalg

Ustawa o odpadach [2] określa komunalne osady ściekowe jako pochodzący z oczyszczalni ścieków osad z komór fermentacyjnych oraz innych instalacji służących do oczyszczania ścieków o składzie zbliżonym do składu ścieków komunalnych. Zgodnie z Katalogiem Odpadów, klasyfikowane są jako odpad o kodzie 19.08.05. Rysunek 2.1 przedstawia prognozę produkcji osadów w ciągu najbliższych lat, którą wysuwa Krajowy Plan Gospodarki Odpadami [3]. Analizując te dane można jednoznacznie stwierdzić, że strumień produkowanych osadów zdecydowanie wzrasta – jest to następstwo zwiększenia obszarów skanalizowanych oraz ciągle wzrastającego zużycia wody.



Rys. 2.1 Prognoza produkcji osadów ściekowych [3]

Produkowane w Polsce osady są przede wszystkim składowane. Jest to istotne wyzwanie dla polskiej gospodarki, gdyż aktualnie obowiązujące krajowe akty prawne (ww. Ustawa o odpadach [2], Rozporządzenie Ministra Gospodarki [4] oraz Ministra Środowiska [5]), które są następstwem dyrektyw europejskich [6, 7, 8], wprowadzają od początku 2016 roku zakaz składowania osadów ściekowych, których ciepło spalania wynosi co najmniej 6 MJ/kg [9]. Plany dotyczące zmiany kierunku ich zagospodarowania dotyczą metod termicznych [3]. Wymienione aspekty prawne sytuują osady ściekowe w miejscu, w którym rozwinięcie alternatywnych dla składowania i klasycznego spalania sposobów przeróbki, jest konieczne. Wydaje się, że zgazowanie, jako technologia utylizacji osadów ściekowych dobrze wpisuje się w oczekiwania prawodawcy.

Do alg (glonów) zaliczamy plechowce (organizmy beztkankowe), mikroalgi (organizmy jednokomórkowe) oraz makroalgi (organizmy wielokomórkowe). Glony wykorzystuje się na cele konsumpcyjne (głównym odbiorcą jest rynek azjatycki) oraz znajdują szerokie zastosowanie w przemyśle kosmetycznym. Algi posiadają cechy, które potencjalnie mogłyby znaleźć zastosowanie w przemyśle energetycznym. Charakteryzują się niezwykle szybkim przyrostem – podwojenie masy jest możliwe w ciągu 24 godzin, a w wyjątkowo sprzyjających warunkach czas ten może się skrócić do kilku godzin [10]. Wiąże się to także z koniecznością wielokrotnych zbiorów w ciągu roku. Do zalet należy także zaliczyć możliwość hodowli na nieużytkach rolniczych oraz wysoką przyswajalność ditlenku węgla. Według [10] szacunki wskazują, że na 1 kg suchej masy glonów przypada nawet do 2 kg pochłoniętego CO₂. Możliwość znacznego ograniczenia emisji tego gazu cieplarnianego współgra z obecną polityką energetyczną. Algi znajdują się także w centrum zainteresowania przemysłu biopaliw ciekłych. Wydajność produkcji biodiesla z alg może być nawet do 300 razy większa niż w przypadku tradycyjnych upraw [11].

3. Kogeneracyjne układy gazowe

Układy kogeneracyjne (inaczej: układy CHP) są jedną z technologii wytwarzania podstawowych nośników energii – energii elektrycznej i ciepła. Wykorzystanie elementu skojarzenia produkcji niesie ze sobą wiele pozytywnych aspektów, między innymi wysoką efektywność energetyczną, zmniejszoną uciążliwość dla środowiska oraz atrakcyjne, z punktu widzenia inwestorów, charakterystyki ekonomiczne. Co ważne, są to podstawowe cechy, które powinny charakteryzować wszystkie współczesne technologie energetyczne. Układy kogeneracyjne zasilane są paliwami gazowymi ze względu na wysoką elastyczność pracy instalacji (nieduża bezwładność cieplna), względnie małe rozmiary urządzeń energetycznych, eliminację etapu transportu i składowania paliwa [12].

Gazowe silniki tłokowe są często wykorzystywane w układach CHP małej mocy. Jest to związane z niskimi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi (w porównaniu do pozostałych rozwiązań) oraz wysoką sprawnością w szerokim zakresie obciążeń. Przeważnie produktem pracy silników, oprócz energii elektrycznej, jest ciepło w postaci wody gorącej. Jest to związane z dość dużą ilością ciepła niskotemperaturowego, które jest odzyskiwane z chłodzenia korpusu oraz intercoolera, a może stanowić nawet 50% całego wytworzonego ciepła. Ciepło wysokotemperaturowe pozyskiwane jest z chłodzenia spalin wylotowych [12].

Układy CHP z silnikami tłokowymi pracują w szerokim zakresie mocy, nawet 5 kW – 50 MW. Do ich zalet zaliczyć można wysoką sprawność wykorzystania energii chemicznej paliwa, możliwość konstrukcji modułowej układów, a także możliwość stosowania paliw alternatywnych przy odpowiednim dostosowaniu silnika. Zmiany konstrukcyjne dotyczyć mogą głowicy i kształtu komory spalania, kwestie regulacyjne dotyczą zmiany objętości komory spalania i kąta wyprzedzenia zapłonu [12, 13]. Istotnym aspektem wykorzystania gazów niskokalorycznych jest zjawisko zapłonu – zdarza się, że wartość minimalnej energii zapłonu dla gazu LCV (ang. *Low Calorific Value*) wymaga, by zadbać o zmianę lokalnego składu mieszanki, na przykład poprzez turbulencję mieszanki paliwowej, lub zwiększenie ilość świec zapłonowych [12, 14].

4. Metodyka badań eksperymentalnych

Zgazowaniu poddano dwa rodzaje biomasy: osad ściekowy oraz glony, których przykładowy skład przedstawia tabela 1.

Wykorzystany osad ściekowy pochodzi z oczyszczalni mechaniczno-biologicznej. Osad, po usunięciu substancji biogennych został poddany fermentacji, odwodnieniu i procesowi suszenia w temperaturze 260 °C. Efektem jest osad w postaci granulatu i w takiej formie poddany był zgazowaniu.

Zgazowane algi należą do gromady brunatnic, do gatunku listownica północna (*Laminaria hyperborea*) oraz listownica palczasta (*Laminaria digitata*). Poboru glonów dokonano w dwóch kanałach morskich w Szkocji (Clachan oraz Easdale) w rocznym odstępie czasu. W celu przygotowania biomasy do procesu zgazowania dokonano peletyzacji materiału. Podczas badań algii podzielono na 5 prób, w zależności od gatunku, czasu i miejsca poboru: A – *Laminaria hyperborea* (Clachan), B – *Laminaria hyperborea* (Easdale), C – *Laminaria digitata* (Easdale), D – *Laminaria digitata* (Easdale), E – *Laminaria hyperborea* (Easdale). Zdjęcia próbek przedstawiono na rysunku 4.1.

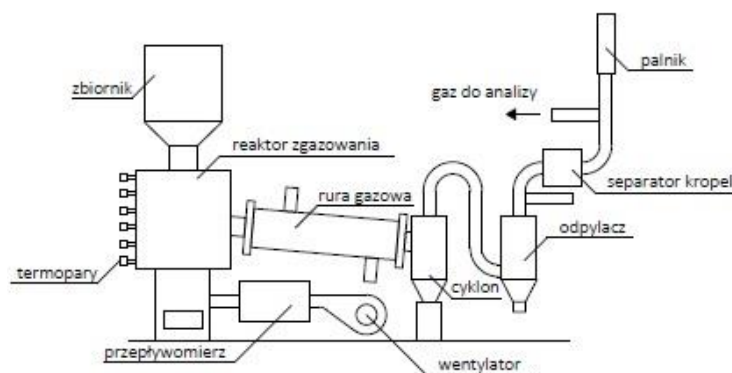
Tab. 1 Skład osadów ściekowych i alg

| | osady ściekowe | algi |
|--|----------------|--------|
| analiza techniczna, % (as received) | | |
| wilgość | 5,3 | 5,0 |
| części lotne | 51,0 | 47,0 |
| popiół | 36,5 | 22,7 |
| analiza elementarna, % (dry basis) | | |
| C | 33,569 | 31,830 |
| H | 4,604 | 4,800 |
| N | 5,153 | 2,580 |
| O | 16,125 | 36,210 |
| S | 17,635 | 1,650 |
| F | 0,014 | 0,012 |
| Cl | 0,229 | 0,218 |
| wartość opałowa, MJ/kg | | |
| LHV | 12,96 | 11,8 |



Rys. 4.1 Próbki biomasy: a) osad ściekowy, b) algi

Badania przeprowadzono z wykorzystaniem instalacji laboratoryjnej, która znajduje się w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej [15]. Schemat ideowy instalacji przedstawiono na rysunku 4.2.



Rys. 4.2 Schemat ideowy instalacji laboratoryjnej

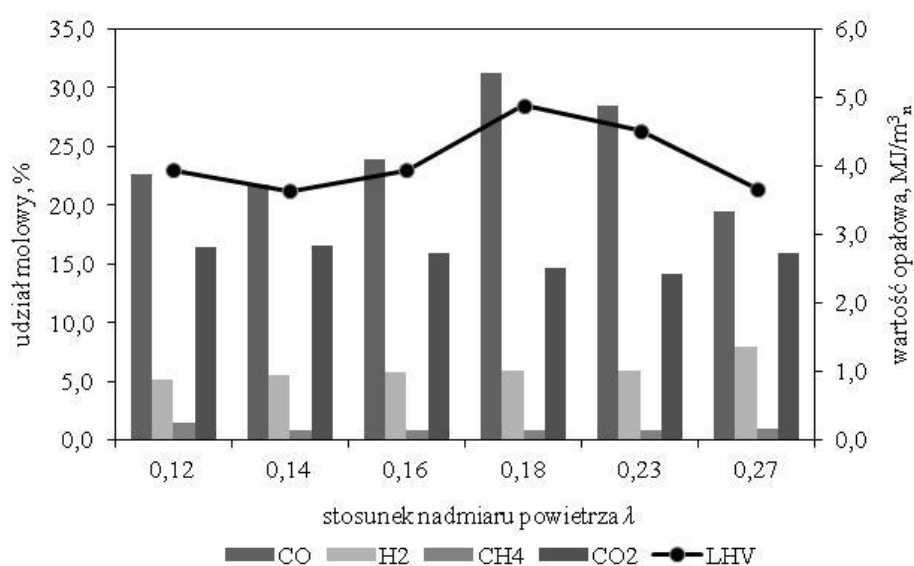
Rdzeniem instalacji jest reaktor przeciwprądowy ze złożem stałym, który, w warunkach eksploatacji, pracuje przy niewielkim nadciśnieniu wytworzonym przez wentylator doprowadzający powietrze. Maksymalna waga wsadu $m_p = 5$ kg. Biomasa dostarczana jest do reaktora od góry, poprzez zasobnik paliwa, podczas gdy czynnik zgazowujący (powietrze atmosferyczne) od dołu. Paliwo przechodzi przez strefę suszenia, pirolizy, redukcji oraz spalania. W strefie suszenia odparowywana jest wilgoć, w strefie pirolizy biomasa przekształcana jest, pod wpływem temperatury, do części lotnych oraz postaci stałej. Kolejne strefy – redukcji i spalania – to odpowiednio: produkcja głównych składników palnych (tlenku węgla i wodoru) oraz spalanie części biomasy w celu dostarczenia ciepła do reakcji endotermicznych zachodzących w pozostałych strefach.

Podczas eksperymentu dokonywano ciągłego pomiaru temperatur w reaktorze przy pomocy sześciu termopar typu N, które ułożono na całej wysokości reaktora (w odległości T1=10 mm, T2=60 mm, T3=110 mm, T4=160 mm, T5=210 mm i T6=260 mm powyżej dna). Strumień masowy czynnika zgazowującego był mierzony za pomocą przepływomierza, co umożliwia wyznaczenie wartości stosunku nadmiaru powietrza λ w pracującym reaktorze. Po przejściu przez podstawową instalację oczyszczania gazu, pobierana próba trafiała do analizatora, gdzie w systemie „on-line” mierzono udział molowy poszczególnych składników.

Proces zgazowania przeprowadzono przy stosunku nadmiaru powietrza λ w zakresie 0,12 – 0,27 dla osadów ściekowych, algi zgazowano dla $\lambda = 0,18$ ze względu na ograniczoną ilość materiału badawczego.

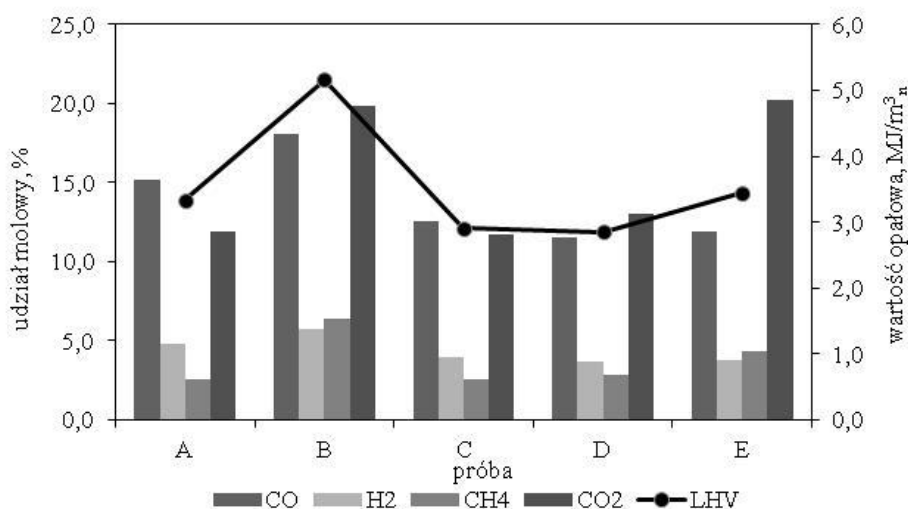
5. Rezultaty badań eksperymentalnych

Rysunek 5.1 przedstawia udziały molowe głównych składników gazu ze zgazowania osadów ściekowych oraz jego wartości opałowe dla badanych wartości stosunku nadmiaru powietrza. Najwyższą wartość opałową $LHV=4,89$ MJ/m³_n uzyskano dla $\lambda=0,18$. Jest to zapewne spowodowane najlepszymi warunkami cieplnymi dla zachodzenia reakcji endotermicznych, których efektem są główne składniki palne gazu ze zgazowania czyli tlenek węgla, metan oraz wodór. Największym udziałem molowym w składzie, spośród gazów palnych, charakteryzował się tlenek węgla. Zaobserwowany wzrost udziału CO, zgodnie z przyrostem wartości opałowej, osiągnął maksimum dla $\lambda=0,18$. Na podstawie przedstawionych danych, można sformułować tezę, że ilość wodoru w gazie zwiększa się kosztem udziału metanu.



Rys. 5.1 Udziały molowe głównych składników oraz wartość opałowa gazu z osadów ściekowych dla badanych wartości stosunku nadmiaru powietrza

Z punktu widzenia wartości opałowej, optymalną wartością stosunku nadmiaru powietrza dla zgazowania biomasy z osadów ściekowych była $\lambda=0,18$. Dlatego też proces zgazowania alg został przeprowadzony dla tej wartości λ – z powodu ograniczonej ilości materiału badawczego przeprowadzenie analiz dla pełnego zakresu λ nie było możliwe. Rysunek 5.2 przedstawia wartości opałowe poszczególnych prób mikroalg. Najwyższą wartość opałową gazu uzyskano w procesie transformacji alg z gatunku *Laminaria hyperborea* czyli listownica północna. Generalnie, dla wszystkich prób, ten rodzaj alg wykazał większy potencjał energetyczny. Wartość opałowa gazu z alg listownicy palczastej nie przekroczyła 3 MJ/m^3_n . Przedstawione na rysunku 5.2 udziały molowe składników wskazują, że wyższe wartości opałowe gazu uzyskano przy większym udziale dwutlenku węgla, który wskazuje na większą ilość reakcji utleniania. Należy przyjąć wniosek, że nadmierne ograniczanie ilości reakcji spalania paliwa w reaktorze zgazowania nie przyniesie efektu zwiększenia wartości energetycznej produktów.



Rys. 5.2 Udziały molowe głównych składników oraz wartość opałowa gazów z alg dla badanych wartości stosunku nadmiaru powietrza $\lambda=0,18$

Analizując otrzymane wyniki można stwierdzić, że gaz o najlepszych własnościach energetycznych otrzymano z mikroalg z gatunku *Laminaria hyperborea*. Należy jednak wziąć pod uwagę problematyczność regularnych dostaw tego rodzaju biomasy. Ilości możliwych do poboru mikroalg z ich naturalnego środowiska nie dają możliwości rozpatrywania ich jako potencjalnego paliwa dla układu kogeneracyjnego, tym bardziej, że głównymi odbiorcami alg są przemysł kosmetyczny i spożywczy. W [10] poruszana jest możliwość hodowli mikroalg ze względu na ich szybki przyrost oraz relatywnie dużą ilość pochłanianego dwutlenku węgla podczas wzrostu, jednakże dotychczasowe badania nie przyniosły szerszych możliwości aplikacyjnych tego rozwiązania.

Osady ściekowe, pomimo swej różnorodności, wydają się dobrym i perspektywnym surowcem energetycznym. Wartość opałowa uzyskanego gazu zdecydowanie przekracza 4 MJ/m^3_n , pozyskanie paliwa nie jest uciążliwe, a jego produkcja ciągle rośnie. Układy skojarzone wykorzystujące gaz ze zgazowania osadów ściekowych są dobrze rokującą alternatywą dla składowania osadów i mogą się przyczynić do wypełnienia zobowiązań o sposobach ich utylizacji wobec Unii Europejskiej. Dodatkowo, gaz ten posiada także potencjał reburningowy – sprawdza się jako paliwo wspomagające redukcję emisji tlenków azotu w kotle węglowym – istnieje więc możliwość wykorzystania go także na rzecz zachowania standardów emisyjnych [16].

6. Analiza energetyczna

Obliczenia układu kogeneracyjnego z gazowym silnikiem tłokowym wykonano w oparciu o składy gazów ze zgazowania otrzymanych eksperymentalnie (w przypadku alg przyjęto skład gazu z listownicy palczastej z próby B, ze względu na najwyższą wartość opałową).

Oferowane komercyjnie układy kogeneracyjne o niedużej mocy (do kilku MW) opierają się w zdecydowanej większości o silniki tłokowe zasilane gazem ziemnym (dalej silniki NG). Próba znalezienia rozwiązań dostępnych dla gazów niskokalorycznych (dalej: silniki LCVG), jakimi są gazy ze zgazowania biomasy, pokazał dość dużą niszę i zapotrzebowanie na takie maszyny. Firmy, które deklarują możliwość dostosowania swoich silników dla paliw o niższej wartości opałowej zwykle nie podają możliwych do uzyskania charakterystyk i parametrów takich konstrukcji.

W literaturze [17, 18, 19] możliwość zasilania silników tłokowych gazami procesowymi jest szeroko komentowana i analizowana. Częstość podejściem jest zastosowanie korekcyjnych współczynników przejścia c_{spr} , c_{Tsp} dla parametrów silnika zasilanego gazem ziemnym. Otrzymuje się wtedy oszacowane parametry (odpowiednio: sprawność elektryczną, temperaturę spalin wylotowych) dla danego silnika w przypadku zastosowania innego paliwa. Przyjęto $c_{spr}=0,909$, $c_{Tsp}=0,979$ według [17].

W trakcie analizy wykorzystania gazów otrzymanych podczas badań eksperymentalnych stworzono bazę danych silników (o mocy do 2,2 MW), które są łatwo dostępne na polskim rynku w układach CHP o zabudowie modułowej. Wyznaczono zależności (6.1) i (6.2) pozwalające oszacować sprawność elektryczną i temperaturę spalin wylotowych jako funkcję nominalnej mocy elektrycznej. Obliczono także wartości tych parametrów w przypadku zasilania gazem niskokalorycznym (metodą współczynników korekcyjnych).

$$T_{sp}^* = 618,07 \cdot N_{el}^{*-0,043} \quad (6.1)$$

$$\eta_{el}^* = 0,2967 \cdot N_{el}^{*0,0468} \quad (6.2)$$

Indeks górny „*” odnosi się do parametrów silnika zasilanego paliwem nominalnym.

Dla każdego silnika przeprowadzono obliczenia sprawności cieplnej i ogólnej. Sprawność cieplna określa zdolność do wytworzenia ciepła wysoko- i niskotemperaturowego. Podczas kalkulacji założono, że sprawność wytwarzania ciepła niskotemperaturowego (ciepło odebrane z korpusu i intercoolera) pozostaje na poziomie paliwa nominalnego.

Aby określić sprawność wytwarzania ciepła wysokotemperaturowego należy wyznaczyć strumień ciepła, który jest wymieniany w wymienniku zabudowanym na drodze spalin wylotowych. Zastosowano równanie:

$$\dot{Q}_h = \dot{m}_{sp} \cdot \eta_{he} \cdot (h_{32} - h_{33}) \quad (6.3)$$

Wyznaczenie entalpii w punktach 32 i 33 dla gazów pół-doskonałych wymaga znajomości składu i temperatury spalin. Temperatura spalin na wylocie z silnika wynika z zależności przeliczonych dla gazów niskokalorycznych, a skład spalin wynika bezpośrednio z obliczeń stechiometrycznych, w których stosunek nadmiaru powietrza podczas spalania paliwa przyjęto na poziomie $\lambda=1,5$. Temperatura spalin za wymiennikiem została założona na poziomie 120 °C niezależnie od mocy silnika a także użytego gazu. Jest to sposób ogólnie przyjęty przy wyznaczaniu sprawności cieplnych, także przez producentów silników i umieszczany w kartach katalogowych [20, 21].

Obliczenie rocznego zużycia biomasy w układzie wymagało przyjęcie sprawności instalacji zgazowania. Sprawność zgazowania „na zimno” opisuje równanie:

$$\eta_{CGE} = \frac{\dot{E}_{ch_{LCVG}}}{\dot{E}_{ch_b}} = \frac{\dot{m}_{LCVG} \cdot LHV_{LCVG}}{\dot{m}_{bio} \cdot LHV_{bio}} \quad (6.4)$$

Sprawność procesu zgazowania założono na poziomie 60%.

Analiza termodynamiczna, oprócz wyznaczenia zużycia paliwa i głównych założeń dla obliczeń ekonomicznych, oferuje możliwość scharakteryzowania i porównania pracy układów dzięki zastosowaniu wskaźników oceny energetycznej.

Do wskaźników oceny energetycznej układów CHP zasilanych biomasą należą [12]:

- wskaźnik wykorzystania energii chemicznej paliwa EUF (ang. *Energy Utilization Factor*):

$$EUF = \frac{N_{el} + Q}{E_{ch_b}} \quad (6.5)$$

- wskaźnik skojarzenia σ :

$$\sigma = \frac{N_{el}}{Q} \quad (6.6)$$

- wskaźnik oszczędności energii pierwotnej PES (ang. *Primary Energy Saving*):

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}} + \frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}}} \right) \cdot 100\% \quad (6.7)$$

- wskaźnik jednostkowej oszczędności energii paliw kopalnych ERI (ang. *Energy Replacement Index*) [17]:

$$ERI = \frac{EUF - \eta_{el}}{\eta_{Ek}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{el,ref}} \quad (6.8)$$

Tabela 2 przedstawia rezultaty analiz termodynamicznych dla układów zasilanych biomasą o mocy $N_{el}=500$ kW, sprawności wytwarzania energii elektrycznej $\eta_{el}=38\%$ oraz sprawności układu zgazowania $\eta_{CGE}=60\%$.

Tab. 2 Wyniki analiz energetycznych

| | jednostka | osad ściekowy | listownica północna |
|-------------|--------------------------------|---------------|---------------------|
| Q | kW | 592 | 632 |
| η_q | % | 0,45 | 0,48 |
| LHV_g | MJ/m ³ _n | 4,885 | 5,162 |
| LHV_{bio} | MJ/kg | 12,96 | 11,8 |
| EUF | % | 50 | 52 |
| PES | % | 39 | 41 |
| ERI | GJ/GJ _{bio} | 0,76 | 0,81 |
| σ | - | 0,84 | 0,79 |

7. Analiza ekonomiczna

Do najpopularniejszych wskaźników efektywności ekonomicznej należy wartość zaktualizowana netto NPV (ang. *Net Present Value*) [22] określana zależnością:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (7.1)$$

Wskaźnik NPV zależy od strumienia środków pieniężnych netto (CF_t), stopy dyskonta (r) oraz czasu funkcjonowania układu (n).

Strumień środków pieniężnych netto CF_t (ang. *Cash Flow*) dla danego roku określa zależność:

$$CF_t = [-J + S - (K_{op} + P_d + K_{obr}) + A + L]_t \quad (7.2)$$

gdzie: J – nakłady inwestycyjne na budowę układu, S – przychody ze sprzedaży produktów i uwzględniające mechanizmy wsparcia, K_{op} – koszty operacyjne, P_d – podatek dochodowy, K_{obr} – zmiana kapitału obrotowego (nie rozważana w tej pracy [23]), A – amortyzacja, L – wartość likwidacyjna obiektu.

Istotnym wskaźnikiem jest próg rentowności BEP (ang. *Break Even Point*) [22], który, na potrzeby niniejszej pracy, można zdefiniować jako minimalną wartość składnika przepływów pieniężnych związanych ze sprzedażą. W przedmiotowej analizie wartość tę stanowi graniczna (minimalna) cena energii elektrycznej k_{el}^{BE} , którą wyznacza się z warunku:

$$NPV = 0 \quad (7.3)$$

Nakłady inwestycyjne wyznaczono w oparciu o zależności literaturowe (wyrażone w €/kW) na jednostkowy nakład inwestycyjny na układ zgazowania (instalacja zgazowania i oczyszczania gazu procesowego) określony zależnością (7.4) oraz jednostkowy nakład inwestycyjny na układ kogeneracyjny z gazowym silnikiem tłokowym – zależność (7.5) [18].

$$i_{GU} = -59,72 \ln(\dot{E}_{chb}) + 895,95 \quad (7.4)$$

$$i_E = -144,80 \ln(N_{el}^*) + 1802,87 \quad (7.5)$$

W przypadku osadów ściekowych założono, że jedynym kosztem pozyskania jest transport na odległość 25 km, gdyż utylizowany jest odpad z oczyszczalni ścieków [24, 25]. Cenę alg przyjęto według [26] – 250 €/t, można ją także wyrazić w odniesieniu do jednego gigadżula: 86,86 PLN/GJ.. Do kosztu alg także doliczono koszty transportu dla 25 km [24, 25]. W tabeli 3 przedstawiono roczne zapotrzebowanie na biomasę i gaz ze zgazowania dla układu CHP, a w tabeli 4 wybrane założenia do analizy ekonomicznej.

Tab. 3 Roczne zapotrzebowanie na biomasę i gaz

| | jednostka | osad ściekowy | listownica północna |
|------------------------|--------------------------|---------------|---------------------|
| roczne zużycie gazu | tys. m ³ /rok | 5818 | 5506 |
| roczne zużycie biomasy | t/rok | 3655 | 4014 |

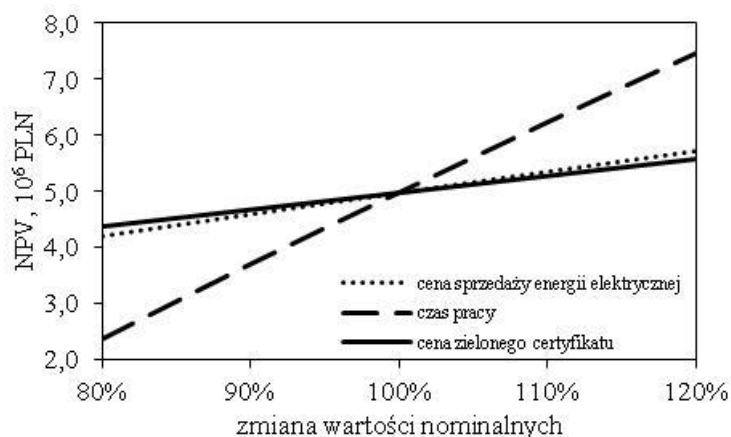
Tab. 4 Wybrane założenia analizy ekonomicznej

| | | |
|---|---------------------|---------|
| roczny czas pracy | h | 6000 |
| czas eksploatacji | lata | 15 |
| czas budowy | lata | 1 |
| udział własny | % | 35 |
| udział kredytu komercyjnego | % | 65 |
| oprocentowanie kredytu | % | 6 |
| okres kredytowania | lata | 7 |
| stopa podatku dochodowego | % | 19 |
| stopa dyskonta r | % | 5 |
| amortyzacja | % | 6,67 |
| nakłady inwestycyjne | PLN | 5776017 |
| układ zgazowania i oczyszczania gazu | €/kW _{bio} | 436,52 |
| układ CHP z silnikiem tłokowym | €/kW _{el} | 902,99 |
| relacja walut | PLN/euro | 4,1 |
| koszt tonokilometra | PLN/km*t | 0,4 |
| liczba pracowników | | 2 |
| koszt pracy | PLN/os/miesiąc | 4000 |
| ogólne koszty produkcji w układzie CHP | % nakł. inv. | 1 |
| jednostkowe. koszt remontów | % nakł. inv. | 2 |
| koszt wody uzupełniającej | PLN/GJ ciepła | 0,13 |
| koszt odprowadzenia ścieków | PLN/GJ ciepła | 0,02 |
| jednostkowa cena sprzedaży ciepła | PLN/GJ | 30 |
| jednostkowa cena sprzedaży energii elektrycznej | PLN/MWh | 160 |
| cena zielonego certyfikatu | PLN/MWh | 114 |
| cena żółtego certyfikatu | PLN/MWh | 115 |

Rezultatem analiz przeprowadzonych dla powyższych założeń są wartości wskaźnika NPV: dla osadów NPV=4,976 mln PLN, a dla mikroalg NPV=-35,438 mln PLN. Instalacją rentowną jest układ zasilany osadami ściekowymi. Jest to niewątpliwie efekt bardzo niskiego kosztu pozyskania biomasy, który wiąże się tylko z transportem paliwa. Zdecydowanie przynoszącą straty jest instalacja zasilana algami. Wynika to także z kosztu paliwa, który dla glonów, jako paliwa, jest niebywale wysoki. Należy zwrócić uwagę, że przyjęto koszt jednostkowy dla alg hodowanych w zbiornikach otwartych, czyli odpowiadający algom, których próbki zgazowano. W przypadku hodowli w reaktorach zamkniętych, koszt produkcji glonów może być zdecydowanie wyższy. Dla układu zasilanego glonami (jako nierentownego przy danych założeniach) wyznaczono graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej: $k_{el}^{BE}=1487,72$ PLN/MWh. Wartość wyznaczonej ceny jest wysoka i pokazuje skalę nieopłacalności instalacji zasilanych algami z gromady brunatnic, pomimo uzyskania z nich gazu o wyższej wartości opałowej.

Przeprowadzone obliczenia wskazują, że dany rodzaj biomasy może być wykorzystany w konkretnym rodzaju przemysłu ze względu na koszty i możliwe ilości jego pozyskania. Jako paliwo na cele energetyczne, z analizowanych surowców, rozważany może być osad ściekowy, którego zgazowanie i spalanie w układzie kogeneracyjnym wydaje się dobrym rozwiązaniem np. dla oczyszczalni ścieków.

Ze względu na rezultat analizy ekonomicznej, analizę wrażliwości wskaźnika NPV na zmianę poszczególnych składników strumienia środków pieniężnych (cenę sprzedaży energii elektrycznej, czasu pracy instalacji w ciągu roku, cenę zielonego certyfikatu) przeprowadzono jedynie dla instalacji zasilanej osadami ściekowymi. Wartości nominalne wspomnianych parametrów zmieniano w zakresie +/- 20%. Rezultat analizy przedstawiono na rysunku 7.1.



Rys. 7.1 Wpływ wybranych parametrów na wartość wskaźnika NPV

Przeprowadzona analiza wskazuje, że najistotniejszym czynnikiem wpływającym na zmianę wskaźnika wartości zaktualizowanej netto jest czas pracy układu kogeneracyjnego w ciągu roku. Przyjęto, że układ pracuje 6000 godzin rocznie, czyli w podstawie zapotrzebowania, co skutkuje stałą produkcją roczną. Wynika to także z faktu, że taki układ technologiczny, szczególnie w początkowych fazach eksploatacji, może posiadać ograniczoną dyspozycyjność. Przy wydłużeniu czasu pracy do 7200 godzin zanotowano wzrost wartości wskaźnika NPV o 48,8 punktu procentowego. Zmiana ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz ceny zielonego certyfikatu wpłynęła na zmianę wartości NPV w zakresie odpowiednio +/-15 oraz +/-12,2 punktu procentowego. Niemniej jednak, wszelkie mechanizmy wsparcia, w postaci zielonych czy żółtych certyfikatów, są ważnym elementem zysków i możliwość ich pozyskania może być decydująca w procesie decyzyjnym fazy przedinwestycyjnej.

8. Podsumowanie

Przeprowadzono badania eksperymentalne procesu zgazowania dwóch rodzajów biomasy: osadu ściekowego oraz mikroalg z gromady brunatnic, przy użyciu laboratoryjnej instalacji z reaktorem o złożu stałym. Składy uzyskanych gazów posłużyły do obliczeń termodynamicznych i ekonomicznych układu kogeneracyjnego z gazowym silnikiem tłokowym. Wskazano możliwe rezultaty finansowe po 15 latach pracy układów. W omawianym przypadku, biomasa alg okazała się skrajnie nieopłacalna jako paliwo, jednakże osady ściekowe wykazują duże możliwości zastosowania i mogą stanowić potencjalne źródło energii dla układów energetyki rozproszonej.

Literatura

- [1] International Energy Agency, World Energy Outlook 2014
- [2] Ustawa z dn. 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (Dz.U. 2001 nr 62, poz. 628 z późniejszymi zmianami)
- [3] Uchwała nr 217 Rady Ministrów z dn. 24 grudnia 2012 r. w sprawie "Krajowego planu gospodarki odpadami 2014"
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 8 stycznia 2013 r. w sprawie kryteriów oraz procedur dopuszczania odpadów do składowania na składowisku odpadów danego typu (Dz.U. 2010 r. nr 137, poz. 38)
- [5] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dn. 13 lipca 2010 r. w sprawie komunalnych osadów ściekowych (Dz.U. 2010 r. nr 137, poz. 924)
- [6] Council Directive 91/271/EEC of 21 May 1991 concerning urban waste water treatment
- [7] Council Directive 86/278/EEC of 4 July 1986 on the protection of the environment and in particular of the soil, when sewage sludge is used in agriculture

- [8] Council Directive 99/31/EC of 26 April 1999 of the landfill of waste
- [9] Werle S., *Wielokryterialna analiza procesu zgazowania komunalnych osadów ściekowych*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2014
- [10] Krzemieniewski M., Dębowski M., Zieliński M., *Glony jako alternatywa dla lądowych roślin energetycznych*, [w:] *Czysta Energia*, 9, 2009
- [11] Berny D., *Algi w produkcji biodiesla*, [w:] *Czysta Energia*, 7-8, 2012, str. 33-35
- [12] Skorek J., Kalina J., *Gazowe układy kogeneracyjne*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005
- [13] Skorek J., *Techniczno-ekonomiczna analiza porównawcza budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy z silnikiem tłokowym lub turbiną gazową*, [w:] *Instal*, 4, 2012, str. 28-33
- [14] 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
- [15] Instalacja zgazowania biomasy, a zwłaszcza osadów ściekowych". Patent P-397225, 2 12 2011
- [16] Uchman W., Werle S., *Wykorzystanie gazów niskokalorycznych w ochronie środowiska i energetyce*, [w:] *Współczesne problemy energetyki II*, Gliwice 2015
- [17] Kalina J., *Analiza i optymalizacja układów technologicznych energetyki rozproszonej zintegrowanych z termicznym zgazowaniem biomasy*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013
- [18] Skorek-Osikowska A., Bartela Ł., Kotowicz J., Sobolewski A., Iluk T., Remiorz L., *The influence of the size of the CHP (combined heat and power) system integrated with a biomass fueled gas generator and piston engine on the thermodynamic and economic effectiveness of electricity and heat generation*, [w:] *Energy*, 67, 2014, str. 328-340
- [19] Kalina J., *Integrated biomass gasification combined cycle distributed generation plant with reciprocating gas engine and ORC*, [w:] *Applied Thermal Engineering*, 31, 2011, str. 2829-2840
- [20] materiały firmy GE Jenbacher
- [21] materiały firmy Tedom
- [22] Kotowicz J., *Elektrownie gazowo-parowe*, Kaprint, Lublin 2008
- [23] Kotowicz J., Michalski S., *Influence of four-end HTM (high temperature membrane) parameters on the thermodynamic and economic characteristics of a supercritical power plant*, [w:] *Energy*, 81, 2015, str. 662-673
- [24] Ruiz J.A., Juarez M.C., Morales M.P., Munoz P., Mendivil M.A., *Biomass logistic: Financial & environmental costs. Case study: 2 MW electrical power plants*, [w:] *Biomass and Bioenergy*, 56, 2013, str. 260-267
- [25] Sygit M., Chrobak P., Pielich M., *Szacowanie kosztów transportu biomasy*, Węgliniec 2008
- [26] Slade R., Bauen A., *Micro-algae cultivation for biofuels: Cost, energy balance, environmental impacts and future prospects*, [w:] *Biomass and Bioenergy*, 53, 2013, str. 29-38

XVIII Wykorzystanie hydroenergetyczne rzeki Radwi na obszarach Natura 2000

Mirosław Wiatkowski¹, Paweł Tomczyk²;

¹ Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Instytut Inżynierii Środowiska, pl. Grunwaldzki 24, 50-363 Wrocław, tel.: 71 320-5185, e-mail: mirosław.wiatkowski@up.wroc.pl,

² Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Studenckie Koło Naukowe Hydrologów i Hydrotechników, Instytut Inżynierii Środowiska, pl. Grunwaldzki 24, 50-363 Wrocław, tel. 71 320 5515, e-mail: skn.hih@gmail.com

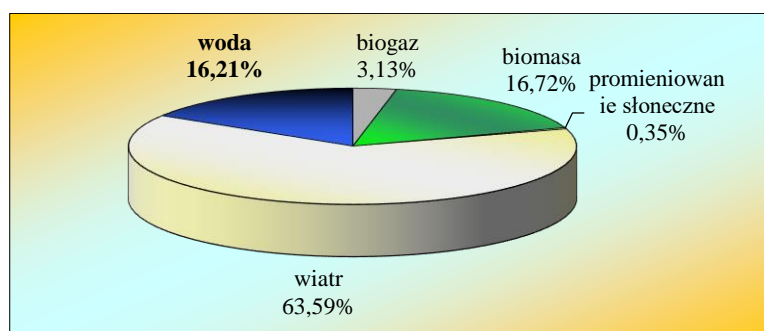
Streszczenie

W niniejszym artykule Autorzy przedstawili, na przykładzie wybranych hydroelektrowni zlokalizowanych na obszarze Natura 2000 „Dolina Radwi, Chocieli i Chotli” (woj. zachodniopomorskie), w jaki sposób realizowane są cele środowiskowe wynikające z przepisów prawa unijnego i krajowego. W pierwszej części artykułu zaprezentowano wprowadzenie do tematyki OZE, w tym energetyki wodnej. Przedstawiono charakterystykę wykorzystania hydroenergetycznego omawianego obszaru badań. Opisano też warunki przyrodnicze terenu i scharakteryzowano uwarunkowania prawne dla przedsięwzięć na obszarach Natura 2000. W końcowej części pracy przedstawiono ocenę funkcjonowania hydroelektrowni „Rosnowo” i „Niedalino” na rzece Radwi w kontekście wspomnianych wymagań. Pracę kończy podsumowanie, z którego wynika, że na obszarze Natura 2000 „Dolina Radwi, Chocieli i Chotli”, prowadzone są racjonalne działania mające na celu osiągnięcie zrównoważonej gospodarki wodnej na obiektach hydrotechnicznych, z zachowaniem zasad ochrony środowiska.

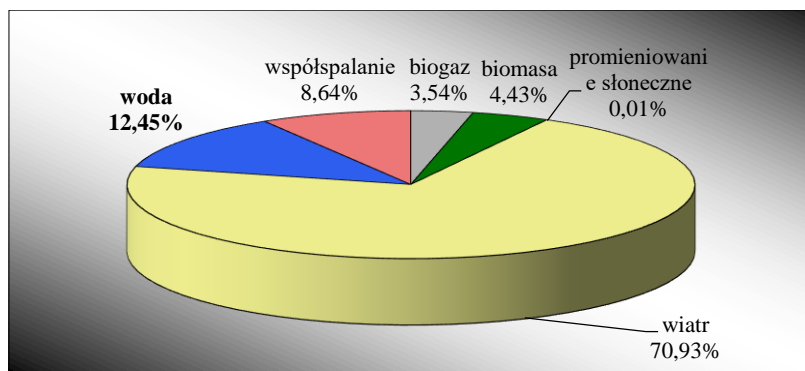
Słowa kluczowe: małe elektrownie wodne, odnawialne źródła energii, obszary Natura 2000, rzeka Radew, Ramowa Dyrektywa Wodna

1. Wstęp

Polska stoi przed licznymi zobowiązaniami wynikającymi z unijnej polityki przyjaznej środowisku. Dotyczy to m.in. pakietów energetycznych, zakładających wzrost udziału odnawialnych źródeł energii, ale także stworzenia integralności w działaniach na rzecz ochrony środowiska w krajach Wspólnoty - zwłaszcza na obszarach objętych Siecią Ekologiczną „Natura 2000”. Nie inaczej jest, gdy na tych obszarach funkcjonują elektrownie wodne. Obecnie odnawialne źródła energii stanowią przyszłość naszego państwa. Ich udział w Polsce systematycznie rośnie i jest uwarunkowany koniecznością dopełnienia warunków polityki energetycznej Unii Europejskiej zakładającej m.in. wzrost udziału energii z tychże źródeł do 20% do roku 2030 (w ciągu 10 lat wzrost o prawie 12% - z 3,5% w 2005 roku do 15,3% w 2014) [1]. Energia pochodząca z elektrowni wodnych również zajmuje swoje miejsce wśród tzw. „czystych” źródeł energii - jest to około 16,2% [2] - jeśli chodzi o moc zainstalowaną - oraz 12,4% w odniesieniu do wytworzonej energii elektrycznej z OZE w 2015 roku [3]. Zależności te zaprezentowano na wykresach (Ryc. 1 i 2).



Rys. 1 Procentowy udział różnych rodzajów OZE wg mocy zainstalowanej (stan na 30.06.2015) [2]



Rys. 2 Procentowy udział ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE (stan na 31.02.2015) [3]

Z analizy mocy technologii OZE w Polsce wynika, że jednym z największych udziałów w sumarycznej mocy ma energetyka wodna, którą należy podzielić na dużą i małą energetykę wodną - MEW (< 5MW), w Polsce ma długą tradycję. Urządzenia napędzane energią wody przyczyniały się do rozwoju gospodarczego danego regionu. Nie inaczej było z inwestycjami w energetykę wodną na rzece Radwi. Budowle te powstały w rozmaitych celach: rekreacyjnych, turystycznych czy przeciwpowodziowych. Oczywiście należy mieć na uwadze to, że w wyniku piętrzenia wody przez konstrukcje hydrotechniczne takie jak: młyny, jazy, czy zbiorniki wodne kształtują się nowe ekosystemy. Istnieje także konieczność stałego utrzymywania urządzeń piętrzących w dobrym stanie technicznym, by oprócz korzyści materialnych utrzymywać ukształtowane biocenozy.

Celem niniejszego artykułu jest analiza wykorzystania energetycznego rzeki Radwi zlokalizowanej na obszarach Natura 2000, w województwie zachodniopomorskim. Przedstawiono, na przykładzie wybranych hydroelektrowni zlokalizowanych na obszarze Natura 2000 „Dolina Radwi, Chocieli i Chotli”, w jaki sposób realizowane są cele środowiskowe wynikające z Ramowej Dyrektywy Wodnej, ale także Dyrektywy Siedliskowej i Ptasiej oraz aktów prawa krajowego. Przedstawiono charakterystykę wykorzystania hydroenergetycznego omawianego obszaru badań wraz z opisem historycznym powstania na nim zabudowy hydrotechnicznej i gospodarką wodną terenu. Szczegółowo opisano warunki przyrodnicze omawianego terenu i scharakteryzowano uwarunkowania prawne dla przedsięwzięć na obszarach Natura 2000, przy uwzględnieniu zasad ochrony przyrody oraz racjonalnego gospodarowania wodą. W końcowej części pracy przedstawiono ocenę funkcjonowania elektrowni wodnych „Rosnowo” i „Niedalino” na rzece Radwi w odniesieniu do realizacji wymagań zakresu ochrony środowiska.

2. Wykorzystanie hydroenergetyczne Radwi

W obecną politykę energetyczną Unii Europejskiej wpisują się, działające na rzece Radwi (województwo zachodniopomorskie, powiat koszaliński i białogardzki), cztery elektrownie wodne, powstałe w XX wieku – „Żydowo”, „Rosnowo”, „Niedalino” oraz „Karlino”, zlokalizowane na różnych odcinkach cieką i zróżnicowanych mocach (podstawowe parametry w tabeli 1).

Tab. 1. Wykaz elektrowni wodnych na rzece Radwi [7]

| Lp. | Nazwa obiektu | Km | Rok | Moc zainstalowana |
|-----|--|--------|------|-------------------|
| 1. | Elektrownia Szczytowo-Pompowa "Żydowo" | 82+300 | 1971 | 157 |
| 2. | Elektrownia wodna Rosnowo | 44+700 | 1922 | 3,3 |
| 3. | Elektrownia wodna Niedalino | 36+000 | 1912 | 4,4 (czynna: 3,3) |
| 4. | Mała elektrownia wodna Karlino | 0+880 | 1926 | 0,1 |

Rzeka Radew z powodu jej dużych możliwości energetycznych, wynikających z właściwości zlewni - uwarunkowań hydrologiczno-klimatycznych oraz geomorfologicznych jest ciekawym miejscem realizacji przedsięwzięć z

zakresu gospodarki wodnej zlokalizowanym na obszarze Natura 2000. Jak podano w opracowaniu [4] wynika to z dużych sum opadów w zlewni, ale także z położenia źródeł na dużych wysokościach względem ujścia (różnica około 150 metrów [5]) oraz ze sprzyjającego kształtu doliny - o wysokich brzegach i licznych przewężeniach w różnych odcinkach cieku. Radew ma 93 km długości, jej źródła zlokalizowane są w okolicach miejscowości Kwiecko, zaś ujście - w mieście Karlino. Powierzchnia zlewni wynosi 1082 km², zaś odpływ jednostkowy dla wielolecia 1972-1983 w przekroju Karlino wynosi 10,48 l/s z km² przy sumie opadów 755,9 mm [6]. Moc surowa rzeki to prawie 3300 kW, co odpowiada 3 kW na km² zlewni [4].

3. Historia, lokalizacja i funkcje „kaskady” w biegu środkowym cieku

Trzy stopnie wodne w środkowym biegu Radwi (zwane „kaskadą” - jej lokalizację przedstawiono na ryc. 3), tj.: młyn wodny w Niedalinie (km 33,8, z roku 1906, moc zainstalowana: 220 kW; obecnie nieczynny) oraz współpracujące ze sobą elektrownie wodne - Niedalino i Rosnowo (Żydowo i Karlino pominięte w pracy) [8, 9]. W wyniku przegrodzenia koryta Radwi zaporą ziemną w km 44+700 biegu (okolice Mostowa), został utworzony zbiornik wodny Rosnowo, o całkowitej powierzchni 189 ha, który dostarcza wodę dla elektrowni Rosnowo kanałem dopływowym (awaryjnie - również starorzeczem Radwi), a po jej spiętrzeniu - dopływa ona do drugiego zbiornika - Hajka - o powierzchni 90 ha, który doprowadza ją do elektrowni Niedalino, by ostatecznie mogła odpłynąć kanałem odpływowym do dolnego biegu Radwi w km 36. Są to gminy Manowo i Świeszyno [9, 10].



Rys. 3 Lokalizacja "kaskady" w środkowym biegu Radwi [9]

Pierwotne wykorzystanie wiązało się głównie z pozyskiwaniem energii elektrycznej z pracy szczytowo-pompowej elektrowni Rosnowo i Niedalino, współpracujących ze sobą (obecnie praca w trybie przepływowym) oraz funkcją retencyjną zbiorników w razie wezbrań, dziś rola charakteryzowanego hydrowęzła rozszerzyła się - służy on zarówno do celów rekreacyjnych (kąpieliskowych, kajakarskich, żeglarskich, rowerowo-piesznych), jak również do połowów ryb i miejsc ujęć wody w razie pożaru [9, 10]. W miejscowości Mostowa, w km 55+500, istnieją studnie

głębinowe oraz stacja uzdatniania wód - pozyskuje się tam wodę dla miasta Koszalina, a także Mielna i Unieścia z czwartorzędowych utworów Pradoliny Pomorskiej [11].

4. Walory przyrodnicze opisywanego obszaru

W wyniku tak daleko poczynionych zmian hydromorfologicznych przeobrażeniu uległ całkowicie charakter przyrodniczy środkowego biegu Radwi na odcinku ponad 8 km - zarówno w stosunku do uwilgotnienia terenu, który stał się bardziej podmokły, jak też samego charakteru hydrologicznego - z płynącego wartkim nurtem, płytkiego ciek utworzono zbiorniki o spokojnym przepływie, większych głębokościach i znacznie szerszym korycie aniżeli w Radwi. W ten sposób na terenach leśnych, które dominują w otoczeniu hydrowęzła, w miejscach gdzie wcześniej woda nie była obecna przez cały czas, wytworzyły się ekosystemy charakterystyczne dla mokradeł - jak mszary wysokie czy też torfowiska przejściowe z charakterystycznymi gatunkami flory. Osiedliła się tutaj też roślinność wodna - zarówno swobodnie pływająca, jak i szuwarowa czy całkowicie zanurzona. Miejsca te stały się ostoją dla ptaków wodno-błotnych, które żywią się rybami, mają swoje miejsca rozrodu oraz gniazdowania. Obszar od Rosnowa do Hajki ma też duże walory krajobrazowo-estetyczne [12, 13].

Wszystkie te składowe zadecydowały najpierw o utworzeniu - w ramach obszarowej, krajowej formy ochrony przyrody - obszaru chronionego krajobrazu „Dolina Radwi (Zegrze-Mostowo)”, a w marcu 2009 roku - specjalnego obszaru ochrony siedlisk w ramach europejskiej sieci ekologicznej Natura 2000 o nazwie „Dolina Radwi, Chocieli i Chotli”, której to częścią jest opisywany kompleks hydroenergetyczny. Cały obszar chroniony obejmuje 39 gatunków flory i fauny z załączników do dyrektywy siedliskowej i ptasiej oraz 4 siedliska priorytetowe (tj.: źródła wapienne, bory i lasy bagienne - ryc. 4, torfowiska wysokie żywe oraz łągi wierzbowe, topolowe, olszowe i jesionowe) i ma powierzchnię bliską 22 tysiącom hektarów [13, 14].



Rys. 4 Las bagieny - siedlisko priorytetowe w „Dolinie Radwi, Chocieli i Chotli”

5. Uwarunkowania prawne dla przedsięwzięć na obszarach Natura 2000 przy uwzględnieniu zasad ochrony przyrody oraz racjonalnego gospodarowania wodą

Charakteryzowany obszar jest niezwykle atrakcyjny, jednakże powołanie go jako obszaru Natura 2000 pociąga za sobą pewne konsekwencje, które wiążą się z określonym użytkowaniem. Główną regulację w tymże zakresie nakłada Ramowa Dyrektywa Wodna, która stanowi najważniejszy dokument odnoszący się do międzynarodowej polityki wodnej. Polska jako kraj członkowski Unii Europejskiej zobowiązała się do przestrzegania postanowień tego aktu prawnego i w efekcie zaimplementowania jego postanowień. Dla każdego państwa narzucony został harmonogram - w przypadku naszego kraju pierwszy termin osiągnięcia celów środowiskowych to koniec bieżącego 2015 roku (a w razie derogacji - do 2021 lub 2027). Wykonana została olbrzymia praca związana z przebudową sposobu zarządzania zasobami wodnymi, innego podejścia do zagadnień powodzi i susz czy wreszcie gruntowna zmiana systemu klasyfikacji stanu jakości wód, zasad monitoringu, a także programów i planów gospodarowania wodami oraz postępowania w razie spodziewanych negatywnych skutków środowiskowych przedsięwzięć i wykonywania ocen oddziaływania na poszczególne komponenty przyrodnicze, a w efekcie - odmówienie udzielenia pozwolenia na ich realizację (chyba że istnieją szczególne okoliczności - jak na przykład ochrona zdrowia, względy bezpieczeństwa, itp.). W związku z tym dokonano gruntownych zmian w ustawie Prawo wodne, Prawo ochrony środowiska czy też Ustawie o ochronie przyrody, ale też szeregu innych - jak też powołano do życia akty wykonawcze w postaci rozporządzeń krajowych oraz akty prawa miejscowego.

Wobec powyższych uwarunkowań prawnych i nowej filozofii myślenia, opartej na traktowaniu wody jako „dobra dziedziczonego” [15], szczegółowemu opisowi zostanie poddany zespół hydroelektrowni, począwszy od zapory wodnej Rosnowo, a skończywszy na elektrowni Niedalino (Ryc. 5) w kontekście wymagań dla obszarów chronionych Natura 2000 (które określa zwłaszcza dyrektywa siedliskowa, jak i dyrektywa ptasia), ale też w zakresie racjonalnego gospodarowania wodą [15, 16, 17].



Rys. 5 Widok na elektrownię wodną „Niedalino” od strony wylotowej (Radew)

W odniesieniu do zapisów zawartych w dyrektywie ptasiej i siedliskowej najważniejsza jest zasada „niepogarszania” - tj. należy działania prowadzić w taki sposób, by zachować zastany stan elementów przyrodniczych (tj. zarówno w odniesieniu do siedlisk, jak również gatunków flory i fauny - czyli całej różnorodności biologicznej na wielu płaszczyznach) - czyli nie doprowadzać do ich degradacji albo całkowitej destrukcji. Ważne jest odniesienie do stanu „aktualnego” - czyli przynajmniej takiego, jaki był w momencie tworzenia obszaru Natura 2000. Główny sens polega więc na tym, by przynajmniej zachować elementy środowiska, dzięki którym uznano opisywany teren

za wyróżniający się, reprezentatywny na tle lokalnym. Nie wymaga się na przykład przywrócenia walorów krajobrazu sprzed stu lat, punktem odniesienia pozostaje rok włączenia obszaru do europejskiej sieci ekologicznej. Działania poprawiające stan przyrodniczy są w tym wypadku wskazane, jednak nie bezwzględnie konieczne. Większe obostrzenia często stosuje się w odniesieniu do krajowych form ochrony przyrody - jak rezerваты ścisłe - gdzie zakazana jest większość aktywności. Obszary Natura 2000 mają promować dany obszar na arenie międzynarodowej, również w kontekście turystycznym, tak więc stosowna promocja jest wskazana, ale w granicach rozsądku. Podobne zapisy można spotkać w Ustawie o ochronie przyrody oraz Ustawie o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. W przełożeniu na praktykę - stworzone około 100 lat temu zbiorniki wodne, kanał derywacyjny, a także urządzenia wodne oraz elektrownie Rosnowo i Niedalino są nieodłączną częścią krajobrazu i dzięki nim utworzyły się specyficzne powiązania przyrodnicze, z charakterystycznym światem ożywionym i nieożywionym - właśnie to jest stan, do którego należy się odnosić przy podejmowaniu działań. Nie należy więc przekształcać z powrotem ekosystemów jeziornych w rzekę, likwidować zapór ziemnych czy renaturyzować kanału derywacyjnego (Ryc. 6), ponieważ właśnie to jest funkcjonalna całość, dzięki czemu panują takie, a nie inne warunki nie tylko środowiskowe, ale też społeczne i gospodarcze. Tak drastyczne i nieuzasadnione działania odbiłyby się nie tylko na stanie środowiska, które uległoby wyniszczeniu, ale na stratach materialnych czy - wreszcie - na bezpieczeństwie, zdrowiu i życiu ludzi [16, 18, 19].



Rys. 6 Kanał derywacyjny (Rosnowski) doprowadzający wodę do elektrowni Rosnowo

Warto jednak dodać, że obecnie, na obszarach Natura 2000, przy tworzeniu nowej elektrowni wodnej procedura byłaby znacznie bardziej skomplikowana. Jako, że każda taka inwestycja, zgodnie z zapisem zawartym w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko - zmiana w roku 2013 (Dz.U. 2013 poz. 817), tj. §3.1.5) - zalecane byłoby stworzenie raportu o ocenie oddziaływania na środowisko, jako że takie przedsięwzięcie kwalifikuje się do grupy II, tj. mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko - w takim wypadku inwestor musiałby ocenić wpływ na wszystkie komponenty środowiska, biorąc pod uwagę wszystkie możliwości działań kompensujących, a także określając warianty przedsięwzięcia - tj. co stałoby się, gdyby nie podjęto działań, gdyby wykonano je tak, jak założono oraz w wariantcie alternatywnym - ze zmianami. Raport taki obejmuje zarówno fazę budowy, eksploatacji oraz zakończenia działalności. Jak widać, przed osobami zamierzającymi podjąć wszelkie inicjatywy w zakresie gospodarki wodnej w przyszłości stoi szereg wyzwań, na które nie zwracano uwagi jeszcze kilkadziesiąt lat temu. [20, 21]

6. Ocena funkcjonowania elektrowni wodnych „Rosnowo” i „Niedalino” na rzece Radwi, wraz z opisem obiektów, w odniesieniu do realizacji wymagań z zakresu ochrony środowiska - studium przypadków

W odniesieniu do zespołu hydroenergetycznego „Rosnowo-Niedalino”, w aspekcie racjonalnego gospodarowania wodami, obowiązują dokumenty wynikające z ustawy Prawo wodne, tj. instrukcje gospodarowania wodą oraz stanowiskowe i eksploatacyjne elektrowni, pozwolenia wodnoprawne oraz operaty wodnoprawne. Określają one nie tylko funkcję budowli i urządzeń wodnych, ale również sposób ich eksploatacji w taki sposób, aby zapewnić równowagę w stosunkach wodnych, bezpieczeństwo pracowników oraz ludności w zgodzie z wymaganiami aktualnej polityki wodnej (m.in. Programem wodno-środowiskowym kraju i Planem gospodarowania wodami dla dorzecza). [22]

Jeśli chodzi o hydrowęzeł „Rosnowo”, to w jego skład wchodzi:

- zbiornik Rosnowo (powstały przez spiętrzenie wód Radwi po budowie zapory, o pojemności retencyjnej 0,57 mln m³ i powierzchni lustra wody 154 ha),
- zaporę ziemną wraz z jazem piętrzącym (roboczy poziom piętrzenia = 4,1 m) prowadzącym wody ze zbiornika do starorzecza - w razie wezbrań czy awarii,
- kanał dopływowy (derywacyjny) do elektrowni ze służą wlotową - ryc. 6,
- elektrownia wodna - część budowlana (budynek z cegły) oraz hydrotechniczna (trzy turbozespoły wodne - komory z turbinami Francisa o mocy 1100 kW, przepływu 9 m³/s i 375 obr./min. każda i spadku nominalnym 16,4 m),
- kanał odpływowy do zbiornika Hajka, wykonany w wykopie.

Oprócz tego istnieją urządzenia kontrolno-pomiarowe, tj. łąty wodowskazowe, piezometry, repery stałe i kontrolne oraz stanowiska dla szczelinomierza przenośnego S33 [9, 25].

Aktualnie zrealizowano wiele przedsięwzięć, które objęły modernizację w okresie czerwiec-sierpień 2015 roku służą wlotowej i kanału dopływowego (tj. wymiana płyt betonowych i narzutu kamiennego uszczelniającego kanał), a także wymienione zostały elementy w budynku siłowni. Było to uwarunkowane zapewnieniem poprawnej pracy w funkcjonowaniu elektrowni oraz zapewnienia bezpieczeństwa dla pracowników przy obsłudze. Dodatkowo wymieniono kratę na wlocie do budynku elektrowni.

Obecnie planowana jest budowa przepławki, co jest uwarunkowane rozporządzeniem RZGW [23]. Oprócz tego renowacji wymaga jaz upustowy, prowadzący wodę w razie wezbrań, awarii albo wykonywania konserwacji - konieczne będzie zainstalowanie przelewu samoczynnego, ponieważ obecnie zdolność przepustowa upustowego jest wyższa niż wielkość przepływu kontrolnego i, szczególnie w okresach zlodzeń oraz roztopów wiosennych, należy zachować szczególną ostrożność i kontrolować stan urządzeń. W odniesieniu do zbiornika Rosnowo, nie należy przekraczać maksymalnego piętrzenia roboczego wody, tj. 59,57 m n.p.m. oraz zachować minimalny jej poziom - 59,07 m n.p.m. Jest to uwarunkowane zapewnieniem poprawnej pracy urządzeń, ale również równowagi biologicznej w zbiorniku oraz względami bezpieczeństwa. Należy dbać o dobry stan techniczny wszystkich urządzeń oraz dokonywać regularnych przeglądów.

Dobrze udokumentowaną i zauważalną zmianą środowiskową jest zamulanie zbiornika Rosnowskiego i jego łądowanie. W ciągu 40 lat jego powierzchnia zmniejszyła się ze 189 ha do 154 ha. Szczególnie w okresie letnim uwidacznia się zarastanie trzcina pospolitą w pobliżu zapory ziemnej w okolicy miejscowości Mostowo (ryc. 7) [9, 23, 25]. Co istotne, obecne pozwolenie wodnoprawne wskazuje na konieczność wykonania konserwacji koryta rzeki Bielicy, dopływającej do zbiornika na odcinku zasięgu cofki. Taka gruntowna przebudowa (odbudowa koryta cieku w celu stabilizacji jego przepływu - ochrona przeciwpowodziowa) jest planowana do 2018 roku, a ma ją wykonać Zachodniopomorski Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Szczecinie. Zaznacza się, że inwestycja ta może spowodować nieosiągnięcie celów środowiskowych wynikających z Ramowej Dyrektywy Wodnej

(zmiany hydromorfologiczne ciek) i należy rozważyć pewne derogacje czasowe w ich osiągnięciu. Zostało to ujęte w projekcie aktualizacji Planu gospodarowania wodami dla obszaru dorzecza Odry [26].



Rys. 7 Trzcina pospolita zarastająca zbiornik Rosnowski w okolicy Mostowa

Drugą hydroelektrownię „Niedalino” tworzą następujące urządzenia:

- zbiornik Hajka wraz z zaporą (pojemność użytkowa 0,242 mln m³, powierzchnia 90 ha; zapora długości 325 m i szerokości od 4 do 80 m),
- elektrownia Niedalino - tworzy ją część nadziemna, murowana (w niej hala maszyn z nastawnią, rozdzielnia i pomieszczenia socjalne) oraz podziemna (cztery hydrozespoły wodne - komory turbinowe z trzema czynnymi turbinami Francisa o osi pionowej i parametrach: moc 1100 kW, przepływ 5 m³/s, spad 9,1 m każda; komory zabezpieczone kratą, zamykane zasuwami),
- jaz z upustem dennym - żelbetowy jaz z trzystopniową kaskadą i szykanami w płycie wypadowej, otwieranie jazu sterowane komputerowo,
- kanał odpływowy o długości 100 m, umocniony narzutem kamiennym na materacu faszynowym, w korycie Radwi.

Podobnie jak w przypadku elektrowni „Rosnowo”, także tutaj użytkowanie wód rzeki Radwi nie narusza w żadnym aspekcie zaspokajania potrzeb wodnych określonych dla regionu wodnego w różnych aspektach - tj. pobór nie przekracza maksymalnego natężenia przepływu w wysokości 15 m³/s, ustalonego dla urządzeń wodnych. Zachowane są też rzędne piętrzenia, pomiędzy poziomem minimalnym - koniecznym do poprawnej eksploatacji, a maksymalnym - w razie powodzi (między 42,7 a 44 m n.p.m.) oraz przepuszczania wód w taki sposób, aby zachować przepływ nienaruszalny (3 m³/s), niezbędny do prawidłowej pracy urządzeń oraz do tworzenia warunków życia dla organizmów wodnych oraz zachowywania poprawnych stosunków hydrologicznych ciek (gdy jest on mniejszy, woda kierowana jest na dolne stanowisko elektrowni). Dodatkowo, gdy ta wartość jest mniejsza niż 5,64 m³/s, nie wolno zatrzymywać wody w zbiorniku Hajka i należy zapewnić ten sam przepływ (zwany gwarantowanym) poniżej elektrowni. Określono też przepływ nienaruszalny hydrobiologiczny, niezbędny do utrzymania życia biologicznego i wymagań z zakresu ochrony przyrody, turystyki i rekreacji czy ze względu na walory krajobrazowe (tj. 2,64 m³/s). Urządzenia powinny spełniać swoje funkcje, należy kontrolować ich stan, prowadzić konserwacje, sterować pracą urządzeń tak, by równoważyć dopływ i odpływ z elektrowni, prowadzić badania hydrologiczne przepływów i stanu wód oraz dbać o dobry stan koryta Radwi poniżej stopnia wodnego. Jeśli chodzi o kwestie ochronne, wynikające z występowania na obszarze Natura 2000, to właściciel zobowiązany jest do wykonania przepławki w wyznaczonym terminie, a zanim dopełni to zobowiązanie - do corocznego zarybiania zbiornika Hajka węgorzem (i partycypacji w kosztach tego działania), aby zachować jego stan populacji.

W kontekście przedsięwzięć zlokalizowanych w dalszym biegu Radwi, a bezpośrednio dotyczących elektrowni Niedalino, tyczy się obowiązek powiadamiania Ośrodka Hodowli Pstrąga w Bardzlinie o spodziewanych zmianach w przepływie. Na przełomie roku 2015 i 2016 planuje się gruntowną przebudowę elektrowni Niedalino- tzn. wymianę oryginalnych, zabytkowych elementów pochodzących sprzed 100 lat (turbiny, generatorów itp.) [10, 27, 28].

Najnowszym dokumentem, który w istotny sposób wpłynął na kierunek przebudowy charakteryzowanych elektrowni wodnych jest wspomniane już powyżej Rozporządzenie Nr 3/2013 Dyrektora Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej w Szczecinie z dnia 3 czerwca 2014 roku w sprawie ustalenia warunków korzystania z wód regionu wodnego Dolnej Odry i Przymorza Zachodniego. Najważniejszym celem powołania tego dokumentu jest utrzymanie dobrego stanu/potencjału ekologicznego cieków - a można to osiągnąć przez likwidację wszelkich przeszkód w przepływie nienaruszalnym. Najważniejszym postanowieniem, które w sposób istotny wpływa na funkcjonowanie urządzeń wodnych określają paragrafy 10-14. Nakładają one obowiązek wyposażenia wszystkich budowli na rzekach, wymienionych w załączniku do rozporządzenia, w urządzenia umożliwiające swobodną migrację ryb (w przypadku nowych inwestycji brak takich rozwiązań eliminuje je już na wstępie). Należy tego dokonać do pierwszej przebudowy lub rozbudowy urządzenia (w tym przypadku elektrownie wodne Niedalino, Rosnowo) lub do terminu wskazanego w Planie gospodarowania wodami na obszarze dorzecza Odry dla odpowiednich części wód (zgodnie z najnowszymi zapisami - do 2015 roku, ale w przypadku derogacji - do 2021 lub 2027 - drugi przypadek stosuje się dla budowli i urządzeń wodnych na odcinkach od Radwi do Chocieli i od zbiornika Rosnowo do dopływu w Niedalinie). Wysokość progu przelewu budowli nie może być większa niż 30 cm i będzie on zapewniał koncentrację przepływu wody przy średnim niskim przepływie wody SNQ na głębokość odpowiadającą wysokości progu i na szerokość minimalną w poziomie lustra wody (także 30 cm). W załączniku nr 7 określono dokładne parametry techniczne dla reprezentatywnych ryb w danych ciekach - w przypadku zlewni Radwi jest to łosoś. Kolejnym wymaganiem jest zainstalowanie krat o prześwicie maksymalnym 15 mm na wlocie do elektrowni wodnych (chyba że zastosuje się turbinę ślimakową, wtedy zabezpieczenia nie są obowiązkowe). Omawiane elektrownie zrealizowały to zadanie, przy czym w elektrowni Rosnowo wykonano to w czerwcu 2015 roku, a w Niedalinie - w sierpniu 2015 roku. Realizacja tychże inwestycji wiąże się z dużymi kosztami. Ostateczny termin realizacji zadania mającego na celu umożliwienie migracji ryb (jako że dawniej były to szlaki wędrówek łososi oraz pstrągów dwuśrodowiskowych - z naciskiem na te pierwsze), określony w pozwoleniu wodnoprawnym, dla elektrowni Niedalino zaplanowano na koniec 2021 roku, zaś dla elektrowni Rosnowo zaplanowano na koniec 2018 roku (data wygaśnięcia obecnego pozwolenia wodnoprawnego) [10, 23, 24]. Jak wynika z wywiadu środowiskowego przeprowadzonego (w okresie lipiec-sierpień 2015) wśród pracowników analizowanych elektrowni (specjalistów ds. eksploatacji) realizacja tychże inwestycji nie dość, że wiąże się z dużymi kosztami, to nie są oni przekonani co do celowości ich wykonania.

7. Podsumowanie

Użytkowanie wód na cele energetyczne na obszarach Natura 2000 wiąże się z potrzebą współdziałania specjalistów gospodarki wodnej i ochrony środowiska. Przestrzeganie zasad rozsądnego gospodarowania wodami, które wynikają z samej eksploatacji urządzeń i zapewnienia bezpieczeństwa ludności, także w razie wystąpienia zjawisk ekstremalnych (powódzie i susze), pomaga w zadowalającym stopniu osiągać cele środowiskowe zawarte w dyrektywach unijnych.

W odniesieniu do już istniejących elektrowni wodnych obostrzenia nie są tak duże jak w przypadku planowanych. Należy pamiętać o zasadzie „niepogarszania”, zawartej w dyrektywie siedliskowej oraz o priorytecie Ramowej Dyrektywy Wodnej, tj. traktowania wody jako dobra dziedzicznego, tak aby zachować jej dobrą kondycję przede wszystkim w aspekcie wskaźników biologicznych, ale też dla określonych celów monitoringu operacyjnego, które to określane są i aktualizowane w kolejnych wydaniach Planów gospodarowania wodami oraz Programu wodno-środowiskowego kraju.

Omawiane w artykule elektrownie wodne przyczyniły się do wykształcenia ekosystemów związanych z wodą, zastanych w momencie tworzenia „Doliny Radwi, Chocieli i Chotli”, a także określonego składu gatunkowego, reżimu hydrologicznego oraz innych właściwości świata ożywionego i nieożywionego.

Elektrownie wodne pełniąc różne, pozytywne zadania w środowisku i gospodarce wytwarzają tanią i czystą energię elektryczną, z której korzysta człowiek. W ten sposób realizuje się zarówno politykę energetyczną, jak również środowiskową. Warto więc propagować korzystanie z tego alternatywnego źródła energii, również na obszarach Natura 2000.

Z przedstawionej analizy obecnego wykorzystania hydroenergetycznego rzeki Radwi na obszarze Natura 2000 „Dolina Radwi, Chocieli i Chotli” wynika, że stosowane są racjonalne działania mające na celu prowadzenie zrównoważonej gospodarki wodnej na omawianych obiektach hydrotechnicznych, ze szczególnym uwzględnieniem zasad ochrony środowiska. Przeprowadzona ocena funkcjonowania elektrowni wodnych „Rosnowo” i „Niedalino” na rzece Radwi wykazała, że te obiekty hydroenergetyczne wraz z całą infrastrukturą wodną wpisują się w zadania zaliczane do racjonalnego gospodarowania zasobami wodnymi, przede wszystkim utrzymania rzek oraz obiektów hydrotechnicznych, energetycznego wykorzystania zasobów wodnych i ochrony przed powodzią.

Niezmiernie ważne dla właściwego gospodarowania wodami, w analizowanej zlewni rzeki Radwi, są zadania planowane do wykonania. Mają one na celu utrzymanie dobrego stanu ekologicznego (przede wszystkim wyposażenie obiektów gospodarki wodnej w urządzenia umożliwiające migrację ryb) i zapewnienie poprawnej pracy elektrowni oraz bezpieczeństwa.

Literatura

- [1] *Udział energii elektrycznej z OZE w krajowej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w latach 2005-2014 wg stanu na 30.06.2015 r.*, Urząd Regulacji Energetyki 2015, www.ure.gov.pl/download/1/7586/daneOZEudzialwww.pdf [dostęp: 11.10.2015].
- [2] *Moc zainstalowana OZE (MW)*, Urząd Regulacji Energetyki 2015, <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energiei/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html> [dostęp: 11.10.2015].
- [3] *Ilość energii elektrycznej wytworzonej w OZE w latach 2005-2015, potwierdzonej świadectwami pochodzenia, wydanyymi do dnia 31.03.2015 r.*, URE 2015, www.ure.gov.pl/download/1/7490/daneOZEprodukcjajawww2.pdf [dostęp: 11.10.2015].
- [4] Wszelaczyński R.: *Charakterystyka dorzecza rzeki Prośnicy*, Biuro Projektów Wodno-Melioracyjnych, Oddział w Poznaniu, 1955.
- [5] *Mapa topograficzna*, Geoportal, geoportal.gov.pl [dostęp: 11.10.2015 r.]
- [6] Tomczyk P.: *Opracowanie wyników pomiarów hydrometrycznych i obliczanie miar odpływu dla rzeki Radew, profil Karlino*, UP we Wrocławiu, Wrocław 2014.
- [7] Tomczyk P.: *Przedsięwzięcia z zakresu gospodarki wodnej na obszarach Natura 2000 w zlewni rzeki Radew*, Wrocław 2015.
- [8] *Pozwolenie wodnoprawne na eksploatację Elektrowni Pompowo-Szczytowej Żydowo*, Urząd Wojewódzki w Koszalinie, Koszalin, 07.12.1998 r.
- [9] Zapalski W.: *Operat wodno-prawny dla Elektrowni Wodnej Rosnowo na rzece Radwi, gmina Manowo*, Koszalin, grudzień 1997 r.
- [10] Skiba S.: *Operat wodnoprawny na szczególne korzystanie z wód rzeki Radwi na stopniu wodnym Niedalino w Elektrowni Wodnej Niedalino*, Koszalin, listopad 2013
- [11] *Rozporządzenie nr 2/2015 Dyrektora Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej w Szczecinie z dnia 21 stycznia 2012 r. w sprawie ustanowienia strefy ochronnej komunalnego ujęcia wody podziemnej dla miasta Koszalin w miejscowości Mostowo w gminie Manowo*.
- [12] *Mapa Banku Danych o Lasach*, Lasy Państwowe, <http://www.bdl.lasy.gov.pl/portal/mapy> [dostęp: 11.10.2015 r.]

- [13] *Natura 2000 - Standardowy Formularz Danych: obszar PLH320022, "Dolina Radwi, Chocieli i Chotli"*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, październik 2013.
- [14] *Geoserwis GDOŚ - obszary chronione*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, <http://geoserwis.gdos.gov.pl/mapy/> [dostęp: 11.10.2015 r.]
- [15] *Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej.*
- [16] Kowalczyk P., Nieznański P., Stańko R., Mas F.M., Sanz M.B.: *Natura 2000 a Gospodarka Wodna*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2009.
- [17] Okoński B.: *Analiza ustawy Prawo Wodne ze szczególnym uwzględnieniem Ramowej Dyrektywy Wodnej i określenia barier we wdrażaniu jej w Polsce*, Poznań 2014.
- [18] *Dyrektywa Ptasia* (Dyrektywa Rady 2009/147/WE z 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa)
- [19] *Dyrektywa Siedliskowa* (Dyrektywa Rady 92/43/EWG z 21 maja 1992 r. o ochronie siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory)
- [20] *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko - zmiana w roku 2013* (Dz.U. 2013 poz. 817).
- [21] *Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz.U. 2008 nr 199 poz. 1227, ze zmianami).
- [22] *Ustawa Prawo wodne* (Dz.U. 2001 nr 115 poz. 1229, ze zmianami).
- [23] *Pozwolenie wodnoprawne Elektrowni Wodnej Rosnowo*, Urząd Wojewódzki w Koszalinie, Koszalin, 31.12.1998 r.
- [24] *Rozporządzenie nr 3/2014 Dyrektora Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej w Szczecinie z dnia 3 czerwca 2014 r. w sprawie ustalenia warunków korzystania z wód regionu wodnego Dolnej Odry i Przymorza Zachodniego.*
- [25] *Instrukcja eksploatacji Elektrowni Wodnej Rosnowo łącznie z instrukcją stanowiskową*, nr rejestracyjny 49/wersja A, ENERGA Hydro Sp. z o.o., czerwiec 2012.
- [26] *Opracowanie aktualizacji planów gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy. Projekt aktualizacji Planu gospodarowania wodami na obszarze dorzecza Odry, KZGW, Warszawa, grudzień 2014, załącznik 31.*
- [27] Skiba S.: *Operat wodnoprawny na szczególne korzystanie z wód rzeki Radwi na stopniu wodnym Niedalino w Elektrowni Wodnej Niedalino*, listopad 2013 r..
- [28] Skiba S.: *Instrukcja gospodarowania wodą w Elektrowni Wodnej Niedalino*, Koleczkowo, listopad 2013 r.

XIX Efektywność energetyczna procesów rozdrabniania w wybranych młynach i prasie wysokociśnieniowej walcowej na przykładzie surowców mineralnych i energetycznych.

Marta Wołosiewicz-Głąb¹, Dariusz Foszcz²

¹AGH Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Katedra Inżynierii Środowiska i Przeróbki Surowców

²Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Polska

Streszczenie

Proces rozdrabniania jest jedną z najbardziej energochłonnych operacji przerobczych. Wpływa on bezpośrednio na końcową cenę surowca. Na efektywność procesu oddziałują szereg czynników związanych z charakterystyką nadawy i produktu, rodzajem stosowanego urządzenia czy sposobem prowadzenia procesu. W artykule przedstawiono zużycie energii w procesie rozdrabniania w zależności od stosowanego urządzenia. Pokazane zostały również energetyczne teorie rozdrabniania.

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, młyny elektromagnetyczne, prasy wysokociśnieniowe, energetyczne teorie rozdrabniania

1. Wstęp

Ze względu na ważną rolę jaką odgrywa ekologia i środowisko, naukowcy wciąż poszukują metod obniżania energochłonności procesów produkcji. W przeróbce surowców proces rozdrabniania wymaga dostarczania dużej ilości energii, uzależniony jest również od tego jak drobną frakcję chcemy uzyskać. Zgodnie z zasadą sformułowaną przez Czeczotta: "Nie rozdrabniać niczego nie potrzebnie", ponieważ daleko posunięte rozdrabnianie prowadzi do zużycia maszyn kruszących, powoduje również niepotrzebne starty surowca, którego bardzo drobne frakcje często stają się materiałem odpadowym [1]. Problem ten jest bardzo istotny, ponieważ przy wzbogacaniu surowców mineralnych rozdrabnianie jest najbardziej energochłonną operacją. Niestety procesy rozdrabniania wymagają dużych nakładów energii, szacuje się że zużywa się na ten cel ok. 5% wytworzonej energii na świecie [2]. W przypadku zakładów przerobczych rud metali nieżelaznych koszt energii związanej z procesami rozdrabniania stanowi ok. 50-60% kosztów [2]. Możliwość określenia ilości koniecznej energii do rozdrobnienia danego materiału ma istotne znaczenie przy projektowaniu układu technologicznego. Bardzo ważny jest dobór urządzeń. W artykule pokazano wybrane urządzenia stosowane w procesie rozdrabniania, gdy frakcja ma być bardzo drobna.

2. Teorie rozdrabniania z uwzględnieniem efektywności energetycznej

Znane teorie rozdrabniania różnią się między sobą, a w niektórych punktach nie dają niestety odpowiedzi na problemy dotyczące energochłonności procesów kruszenia i rozdrabniania. Teoria Rittingera odnosi się do mielenia drobnego, teoria Bonda do mielenia grubego (ok. 1–10mm), a teoria Kicka z różnymi ograniczeniami do kruszenia grubego [1].

Rittinger (1867) przyjął, że energia zużywana przy rozdrabnianiu materiałów stałych jest proporcjonalna do nowoutworzonej powierzchni. Algebraicznie jest to wyrażone następująco [2]:

energia=K(nowa powierzchnia) =
 =K (finalna powierzchnia – pole powierzchni wyjściowej) =
 =K (końcowa liczba ziaren * pole powierzchni ziarna reprezentatywnego – początkowa liczba ziaren * pole powierzchni ziarna reprezentatywnego) =

$$K \left(\frac{1}{D_2^2} * D_2^2 - \frac{1}{D_1^2} * D_1^2 \right) = K \left(\frac{1}{D_2} - \frac{1}{D_1} \right) \quad (2.1)$$

gdzie: D_1 i D_2 – wybrane wielkości ziaren nadawy (D_1) i produktu (D_2)

Wielu eksperymentatorów wykazało, że w pewnych szczególnie kontrolowanych warunkach zaprezentowane powyżej prawo ma potwierdzenie w praktyce. Tak więc ziarna, które są dłuższe w proporcji do ich pola przekroju poprzecznego będą wymagały zużycia większej ilości energii na rozdrobnienie [2].

Kick (1985) założył, że wymagana energia dla uzyskania „analogicznych zmian w konfiguracji w geometrycznie podobnych strukturach ziarn z technologicznego punktu widzenia zmienia się w zależności od objętości lub wagi tych struktur”. Energia deformacji ziarna jest proporcjonalna do jego objętości i do tak zwanej energii napięcia poprzedzającego zniszczenie kruszące i w dalszym ciągu zależy od objętości [2].

Ogólna energia deformacji= K_1 *liczba stadiów rozdrabniania

i gdy wyjściowa średnia wielkość ziarna wynosi D_1 a końcowa D_n w jednostce objętości materiału, liczba stadiów wynosi n , stopień rozdrabniania r , to:

$$\left(\frac{D_1}{D_n} \right) = r^n \quad (2.2)$$

$$\frac{3(\log D_1 - \log D_n)}{\log r} = K_2 \log \left(\frac{D_1}{D_n} \right) \quad (2.3)$$

lub całkowita energia deformacji

$$= K_1 * K_2 \log \left(\frac{D_1}{D_n} \right) = K * \log \left(\frac{D_1}{D_n} \right) \quad (2.4)$$

Bond określił równanie ilości energii wymaganej dla materiału opartego na funkcji odwrotnej do funkcji kwadratowej wymiaru sit przez które przechodzi 80% ziarn, reprezentowaną przez $Z^{-0.5}$ [2].

$$W = K(Z_2^{-0.5} - Z_1^{-0.5}) \quad (2.5)$$

gdzie K jest stałą dla danego materiału. W niektórych równaniach K zastępuje się przez $10 * W_i$, gdzie W_i jest tzw. indeksem Bonda i otrzymujemy

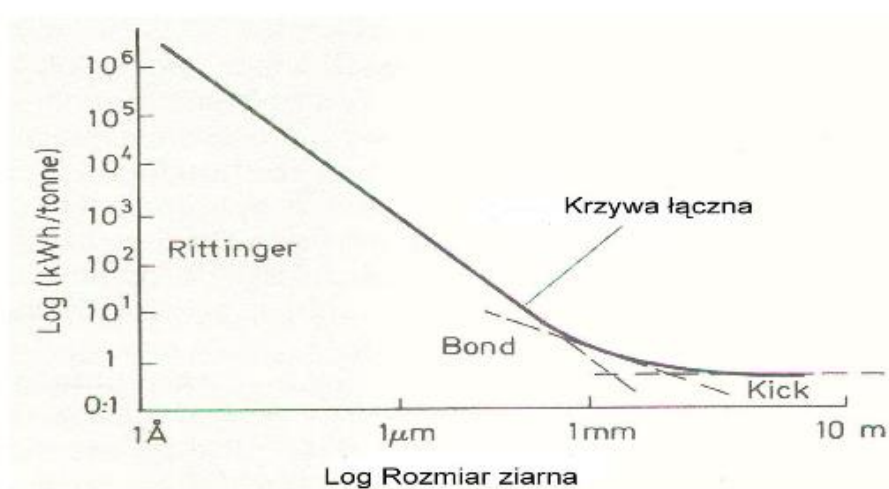
$$W = 10 * W_i (Z_2^{-0.5} - Z_1^{-0.5}) \quad (2.6)$$

Tab. 1 Wartości wskaźników dla zależności Rittingera, Kicka i Bonda [1]

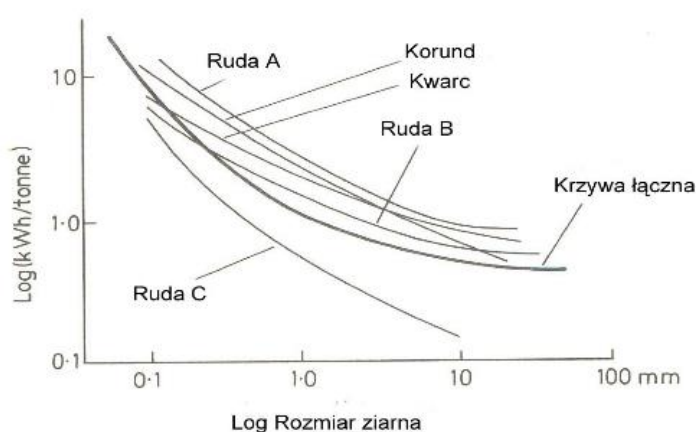
| Wskaźniki zużycia energii | n | a | b | m | r |
|---------------------------|------|-----|-----|-----|-----|
| Rittinger | -2 | 0 | b | 1 | 1 |
| Kick | -1 | a | 0 | - | 0 |
| Bond | -1,5 | 0 | b | 0,5 | 0,5 |

Hukki uważa, że zależność pomiędzy zużywaną energią, a wymiarem ziarn jest złożeniem wzorów Rittingera, Bonda i Kicka [3]. Jeżeli krzywe reprezentujące prawa tych autorów wykreślimy w skali logarytmicznej w zakresach od 1 μm do 5000 μm (5 mm) a następnie do 10 cm, otrzymujemy uśrednioną krzywą zachowującą zależności otrzymane w praktyce (rys. 1) [2]. Prawo Rittingera można stosować z dostateczną dokładnością w zakresie 10÷1000 μm . Dla ziaren mniejszych niż 10 μm przedłużone mielenie nie wpływa na zmianę pola powierzchni.

a)



b)



Rys. 1 Krzywe: wielkość ziarn – zapotrzebowanie energetyczne w zakresach Rittingera, Bonda i Kicka (a), krzywe eksperymentalne dla wybranych materiałów (b) [1]

Drugim aspektem problemu energii potrzebnej na rozdrabnianie jest problem dyssypacji energii. Efektywność z jaką urządzenie rozdrabniające wydatkuje energię na rozdrobnienie materiału jest przypisana do urządzenia. W zależności od konstrukcji urządzenia spora ilość energii jest absorbowana przez jego akcesoria i części (towarzystające) i nie bierze bezpośrednio udziału w procesie rozdrabniania materiału. Nie bez znaczenia jest również wpływ wielkości ziarna rozdrabnianego na ilość energii potrzebną do jego rozdrobnienia - im drobniejsze mienie tym musimy się liczyć z większym zużyciem energii. Przykładowo [1]:

| | | kWh/t |
|---------------------------|------------------|----------|
| Grube kruszenie poniżej | 10 cm | 3-4 |
| Średnie kruszenie poniżej | 1-10 cm | 5-6 |
| Drobne mienie | 120 μ m-1 cm | 20-30 |
| Ultra drobne poniżej | 125 μ m | 100-1000 |

W Polsce w ciągu ostatnich lat nastąpił duży rozwój w dziedzinie wyposażania zakładów w różnego rodzaju kruszarki, prasy czy młyny. Wiąże się to ze wzrostem zapotrzebowania na różnego rodzaju surowce mineralne i energetyczne. Energochłonność procesów rozdrabniania zależy od rodzaju rozdrabnianego surowca oraz składu ziarnowego nadawy i produktów. Stosunek reprezentatywnych wielkości ziaren nadawy D do wielkości ziaren produktu d , jest podstawowym wskaźnikiem opisującym proces rozdrabniania, nazywanym *stopniem rozdrobnienia* i [1]:

$$i=D/d$$

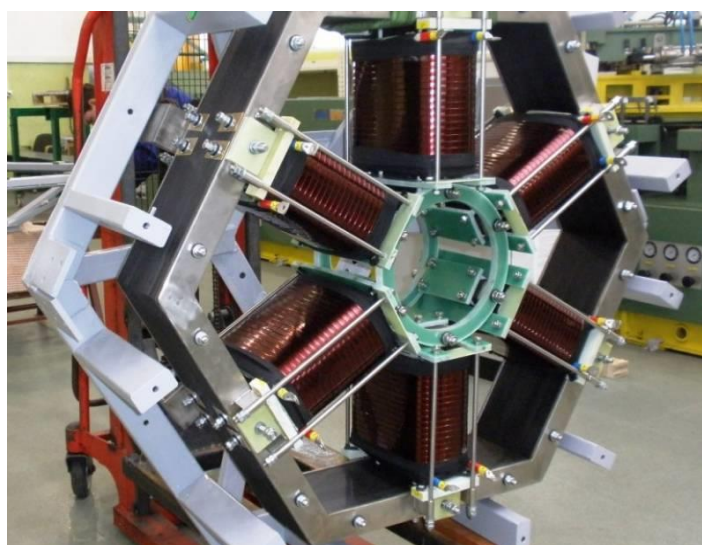
W zależności od sposobu ustalenia wielkości ziaren nadawy i produktu określa się stopień rozdrobnienia: pozorny, graniczny, 80-procentowy, średni [4]. Rodzaj rozdrabnianego surowca można z kolei scharakteryzować przy pomocy takich właściwości jak wytrzymałość na ściskanie, odporność na rozdrabnianie, ścieralność, mielność itp. Znanych jest bardzo wiele metod oznaczania tych właściwości, przykładowo samych metod oznaczania mielności (podatności na rozdrabnianie) jest ponad 20 [1]. W opisie procesów kruszenia podaje się wpływ różnych parametrów (rodzaj skały, wilgotność, parametry wytrzymałościowe, wielkość ziaren nadawy) na efekty rozdrabniania (wydajność, stopień rozdrobnienia, skład ziarnowy, kształt ziaren itp.). Zależności te są jednak zmienne dla różnych surowców i różnych maszyn. Najbardziej widoczny jest brak kompleksowego porównania efektywności rozdrabniania różnych surowców skalnych w różnych rodzajach urządzeń kruszących [1].

Rodzaj zastosowanej kruszarki czy prasy ma bardzo duży wpływ na energochłonność procesu, a dobór urządzenia powinien być poprzedzony analizą charakterystyki surowca przeznaczonego do rozdrabniania. Często jednak wybór urządzeń rozdrabniających dokonywany jest jedynie w oparciu o dane dotyczące wydajności i kosztów danego urządzenia. Brak jest dokładnego rozeznania w dziedzinie efektywności rozdrabniania w różnych urządzeniach [1]. Skutkiem niewłaściwie dobranych urządzeń rozdrabniających jest nie tylko duże zużycie energii, ale również gorsza jakość produktu, zwiększona liczba frakcji niepożądanych oraz szybsze zużywanie się elementów roboczych urządzenia rozdrabniającego (wykładzin szczęk, stożków, płyt odbojowych, walców, elementów udarowych) [1].

3. Efektywność energetyczna w wybranych młynach i prasie ciśnieniowej

3.1. Młyn Elektromagnetyczny

Młyn elektromagnetyczny jest urządzeniem, w którym ferromagnetyczne mielniki młyna poruszane są celowo wytworzonym wirującym polem elektromagnetycznym, jako nośnikiem energii. Podstawowymi elementami młyna jest wzbudnik wirującego pola magnetycznego; przedstawiono go na rysunku numer 2 [6].



Rys. 2 Wzbudnik elektromagnetyczny firmy Eltraf [7].

Komora robocza wypełniona jest w około 20% ferromagnetycznymi mielnikami. Mielniki powinno dobrać się odpowiednio do wielkości ziaren materiału ziarnistego [6]. W przypadku dużego zróżnicowania uziarnienia materiału stosuje się mieszankę mielników o różnych rozmiarach. Ewentualne zmiany rozmiaru mielników dopasowuje się do własności fizycznych mielonej substancji i ostatecznego uziarnienia produktu mielenia [6]. Jedną z zalet młyna elektromagnetycznego jest możliwość intensyfikacji wielu procesów technologicznych poprzez prowadzenie mielenia w obszarze, w którym na skutek działania wirowego pola elektromagnetycznego rotują pręty ferromagnetyczne (mielniki) o odpowiednio dobranym stosunku długości do średnicy [6]. W przypadku większości instalacji mielenia/suszenia, głównym kosztem nie jest inwestycja w urządzenia, lecz koszty eksploatacyjne. Młyn elektromagnetyczny znacząco redukuje te koszty [8]. Zmniejszona zostaje również masa i powierzchnia zabudowy pod instalację młyna. Kolejną zaletą jest bardzo krótki czas mielenia surowców i suszenia, gdy wymaga tego proces. W celu zwiększenia mocy przerobowej, możliwe jest stosowanie równoległej baterii młynów elektromagnetycznych. Dla celów ultradrobno domielenia stosować można młyny w układzie kaskadowym [8]. Młyn elektromagnetyczny pozwala na rozdrabnianie materiałów, połączone z ich podsuszaniem, przy wykorzystaniu stosunkowo niewielkich nakładów energetycznych [8].

3.2. Młyny z mieszanymi mielnikami

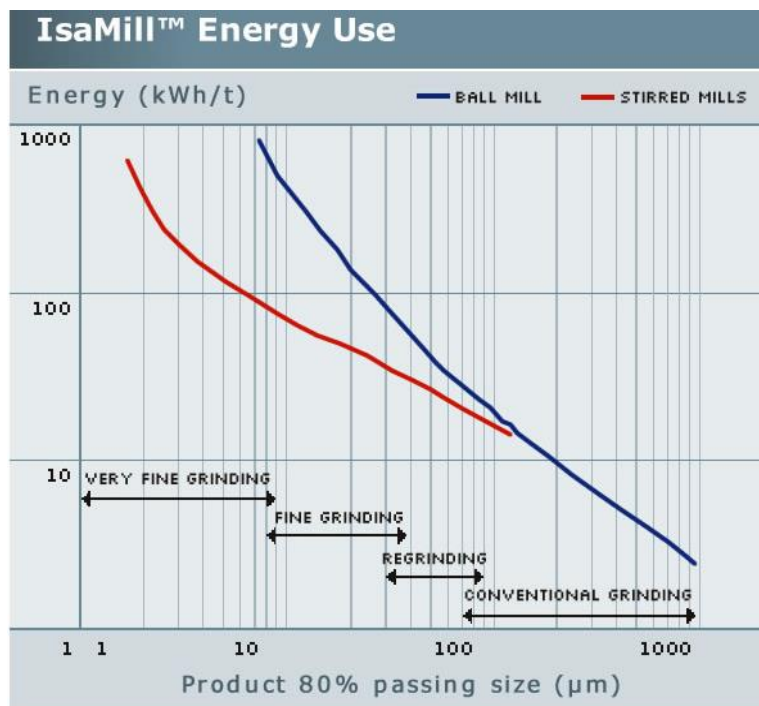
Mieszanie mielników w zależności od rodzaju młyna i jego rozwiązania technicznego pozwala na realizację operacji mielenia zarówno na sucho jak i na mokro. Przykładowo tzw. młyny mieszane (Agitated Mill - SAM) produkcji METSO, pozwalają zarówno na suche jak i na mokre mielenie.

Młyn Stirred Media Grinding Mill, również produkcji METSO, może pracować w obiegu otwartym lub zamkniętym, a uziarnienie nadawy i produktu jest analogiczne jak młynów SAM [9].

Według danych producenta młyn Isa Mill mieli poniżej uziarnienia 15 mikronów, przy niższym koszcie niż jakkolwiek inna istniejąca technologia, ale dodatkowo umożliwia mielenie poniżej 7 mikronów w sposób praktyczny i ekonomiczny. Z uwagi na zasadę działania wydaje się, że nie ma przeszkód aby pozwalała na uzyskiwanie takiego samego uziarnienia jak młyn SAM i SMGM [9].

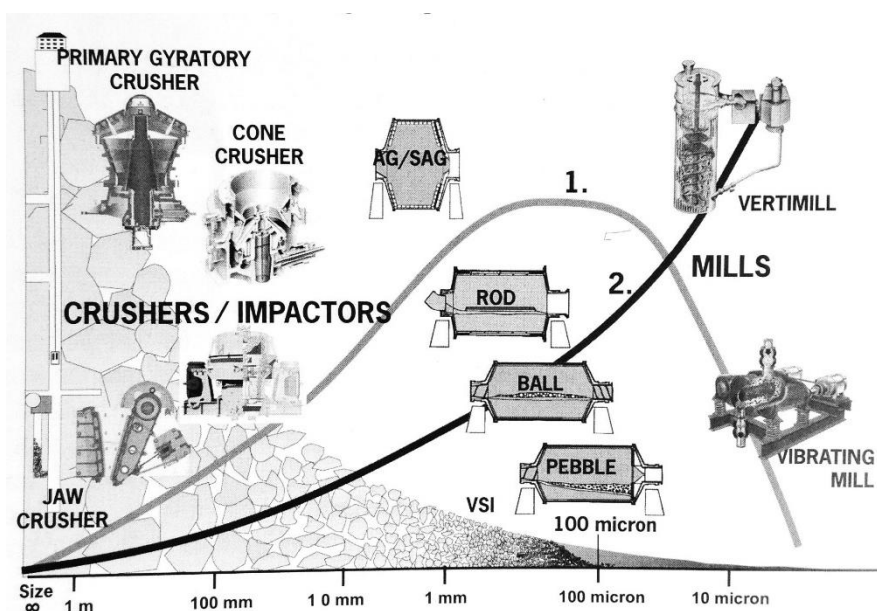
IsaMill jest nową technologią drobnego mielenia rozwiniętą przez Mount Isa Mines Ltd (MIM), dużą międzynarodową spółkę górnictwem z siedzibą w Australii. Młyn IsaMill jest urządzeniem o zupełnie innej konstrukcji niż

młyny dotychczas stosowane w przemyśle metali nieżelaznych. Jest to młyn o poziomej, nieruchomej komorze mieszania, wyposażony w szybko-obrotowe tarcze mielące do wprawiania w ruch mielników znajdujących się w komorze mielenia [9]. Taka konstrukcja sprawia, że możliwe jest uzyskiwanie dużych gęstości mocy, a jako mielniki można wykorzystywać piasek rzeczny, żużel lub perełki ceramiczne [9]. Młyn charakteryzuje się stosunkowo niewielkim zużyciem energii w porównaniu z młynami kulowymi, co przedstawiono na wykresie poniżej. Zasadniczą wadą tych rozwiązań jest jednak zbyt duża zabudowa powierzchni zakładu w stosunku do młyna elektromagnetycznego, a co za tym idzie koszty inwestycyjne [9]. Na wykresie numer 3 pokazano, że zużycie energii w przypadku mielenia drobnego jest dużo mniejsze niż przy młynie konwencjonalnym kulowym.



Rys. 3 Porównanie zużycia energii przez młyn IsaMill oraz tradycyjny młyn kulowy [10]

Zużycie energii w procesach mielenia zależy od wielu czynników, począwszy od doboru nadawy, samego procesu mielenia jak i doboru odpowiedniego urządzenia. Z rysunku 4 wynika, że na energochłonność procesu rozdrabniania wpływa nie tylko stopień rozdrobnienia ale rodzaj zastosowanego urządzenia. Wpływ na energochłonność procesu rozdrabniania mają także parametry konstrukcyjne urządzenia. Na wykresie nie został pokazany młyn elektromagnetyczny, ale jego możliwości na etapie badań pokazują, że w stosunku do innych młynów jego zużycie energii będzie najmniejsze.



Rys. 4 Energochłonność w stosunku do zastosowanego urządzenia podczas rozdrabniania [11]

Młyny misowo-rolowe pionowe firmy PSP Engineering a.s., mające zastosowanie w przemyśle wapienniczym, metalurgicznym, spożywczym oraz energetycznym, osiągają wydajności od 0,8 do 50 Mg/h przy zapotrzebowaniu na energię wynoszącym odpowiednio od 15 do 500 kW [8]. Wyliczone zużycie energii na tonę wejściowego materiału wynosi około 9,5 – 12 kWh/Mg [8].

Biorąc pod uwagę wyżej wspomniane parametry pracy obecnie dostępnych urządzeń mielących, można wysnuć wniosek, iż rozwiązanie z użyciem młyna elektromagnetycznego jest bardzo konkurencyjne, szczególnie w aspekcie energochłonności. Przy wydajności 20 Mg/h urządzenie pobiera około 80 kW mocy [8].

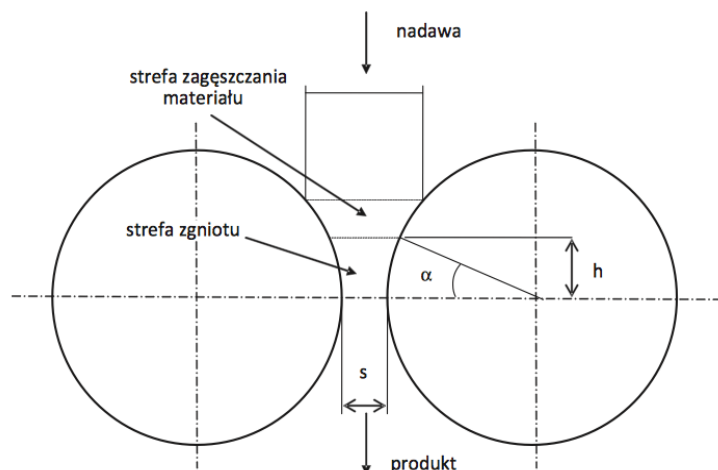
Technologia młyna elektromagnetycznego jest szczególnie przydatna w przypadku mielenia ultra drobnego, przy wielkościach ziaren leżących poza zasięgiem rozwiązań konwencjonalnych, lub gdy uzyskanie tak drobnej frakcji wymagałoby niewspółmiernych nakładów energetycznych.

3.3. Wysokociśnieniowe prasy walcowe (HPGR)

Z powodu dużej energochłonności procesów rozdrabniania coraz częściej stosuje się nowe, bardziej efektywne urządzenia rozdrabniające. Do urządzeń tych w pierwszym rzędzie zaliczyć należy wysokociśnieniowe prasy walcowe.

Technologia rozdrabniania przy użyciu wysokociśnieniowych pras walcowych (HPGR) znana jest już od lat osiemdziesiątych XX wieku, znajdując szerokie zastosowanie w przemyśle cementowym (rozdrabnianie klinieru) i wapienniczym (przemiał wapieni na mączki), a także w przeróbce rud żelaza i metali nieżelaznych [12]. Jest to technologia konkurencyjna z ekonomicznego punktu widzenia, ze względu na znacznie mniejsze zużycie energii elektrycznej oraz niższe koszty inwestycji i eksploatacji [12], [13]. Ze względu na omawiane zalety, w ostatnich latach na świecie obserwuje się bardzo duże zainteresowanie prasami walcowymi.

Uproszczony schemat rozdrabniania w prasie walcowej przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5 Uproszczony schemat rozdrabniania w prasie walcowej [12]

Technologiczne układy rozdrabniania oparte na wysokociśnieniowych prasach walcowych stają się coraz popularniejsze w przemysłowych instalacjach przerobczych rud. Wciąż trwające badania nad udoskonalaniem jakości okładzin roboczych walców pozwalają na osiągnięcie dobrych efektów rozdrabniania przy akceptowalnym poziomie ponoszonych nakładów energetycznych [14].

4. Podsumowanie

Obecnie w literaturze można spotkać jedynie ogólne informacje na temat efektywności rozdrabniania i kruszenia. Jednak najbardziej energochłonne są procesy drobnego i ultra-drobnego rozdrabniania. W nowoczesnych instalacjach przemysłowych można spotkać energooszczędne młyny rolowo-misowe, trwają również badania nad pracą młyna elektromagnetycznego. Za bardziej energooszczędne niż młyny tradycyjne, uważa się wysokociśnieniowe prasy walcowe i mało jeszcze znane młyny typu vertimil i horomil. Brak jest porównań efektywności i energochłonności rozdrabniania dla różnych urządzeń pracujących w instalacjach o zbliżonym profilu produkcji. Niekiedy trudno jest przenieść pozytywne wyniki uzyskiwane w danych warunkach do rozdrabniania innego surowca lub o innym przeznaczeniu. Typowym przykładem mogą tu być prasy walcowe wysokociśnieniowe. Pracują one z dobrymi wynikami w przemiałowniach mączek wapiennych gruboziarnistych, nie nadają się jednak do produkcji kruszyw. Obecnie trwają prace nad młynem elektromagnetycznym, w którym proces mielenia byłby bardzo dynamiczny i szybki, a zużycie energii stosunkowo niskie. Jeśli udało by się zmniejszyć koszty drobnego rozdrabniania miało by to bezpośredni wpływ na niższą cenę surowców mineralnych jak i energetycznych. W przypadku młyna elektromagnetycznego nadwyżki wytworzonej energii można wykorzystać do procesu osuszania, co znakomicie sprawdziło by się to w wypadku mielenia węgla na mokro.

Literatura

- [1] Naziemiec Z., Saramak D., "Analiza energochłonności procesów rozdrabniania kruszyw mineralnych", Prace Naukowe Instytut Górnictwa Politechniki Wrocławskiej, nr 134, nr 41, 2012
- [2] Foszcz D., Gawenda T., Krawczykowski D., "Porównanie rzeczywistego i wyznaczonego teoretycznie zużycia energii dla młyna kulowego", Górnictwo i Geoinżynieria, rok 30, zeszyt 3/1, 2006
- [3] http://www.kieruneksurowce.pl/Resources/art/6170/bmp_5266447ecec39.pdf
- [4] Gawenda T., Naziemiec Z., Tumidajski T., Saramak D., "Sposoby optymalizacji składu ziarnowego i kształtu ziaren kruszyw mineralnych w produktach kruszarek szczękowych", Górnictwo i Geoinżynieria, rok 30, zeszyt 3/1, 2006.
- [5] Analiza porównawcza możliwości uzyskania drobnego uziarnienia w młynie elektromagnetycznym i kulowym z uwzględnieniem optymalizacji kosztów transportu surowca — Comparative analysis of the po-

- ssibility of obtaining fine grain size in a ball and electromagnetic mill, taking into account the optimization of transport costs of raw materials / Marta WOŁOSIEWICZ-GŁĄB, Dariusz FOSZCZ // Logistyka ; ISSN 1231-5478. — 2015 nr 4 dod.: CD nr 3 Logistyka-nauka : artykuły recenzowane, s. 9930–9938.
- [6] Zastosowanie młyna elektromagnetycznego do potencjalnej poprawy składu granulometrycznego nადawy i redukcji kosztów transportu surowca] — The use of electromagnetic mill to potential improvements in feed particle size composition and reduce transport costs of raw materials/ Marta WOŁOSIEWICZ-GŁĄB, Dariusz FOSZCZ // Logistyka; ISSN 1231-5478. — 2015 nr 4 dod.: CD nr 3 Logistyka-nauka: artykuły recenzowane, s. 9939–9947. — Bibliogr. s. 9946–9947
- [7] <http://www.eltraf.eu>
- [8] http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-d59746ca-eb9f-4318-b445-3a6844550411/c/slawinski_mlyn_elektromagnetyczny.pdf
- [9] <http://foresight.cuprum.wroc.pl/genetateTechnologies.php?id=93>
- [10] <http://www.isamill.com/EN/ISAMILLSADVANTAGES/Pages/EnergyEfficiency.aspx>
- [11] <http://www.metso.com>
- [12] Naziemiec Z., "Prasy walcowe w przeróbce surowców mineralnych", Prace Instytutu Ceramiki i materiałów budowlanych, nr 14, ISSN 1899-3230, Rok VI, Warszawa-Opole 2013.
- [13] <http://technology.infomine.com/articles/1/761/grinding.rolls.pressure/application.of.high.aspx>
- [14] Saramak D. , "Analiza efektywności pracy technologicznych układów rozdrabniania surowców z wysokociśnieniowymi prasami walcowymi", Górnictwo i Geologia, Tom 6, Zeszyt 2, 2011.

XX Modelowanie rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem aspektów środowiskowych

Artur Wyrwa¹, Janusz Zyśk²;

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica, Wydział Energetyki i Paliw adres: ,al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, tel.: 126174174, e-mail: awyrwa@agh.edu.pl

² Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica, Wydział Energetyki i Paliw adres: ,al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, tel.: 126174174, e-mail: jazysk@agh.edu.pl

Streszczenie

W artykule zaprezentowano Platformę do zintegrowanej analizy rozwoju polskiego systemu paliwowo-energetycznego π ESA dostępną w ramach gridu dziedzinowego „Energetyka” infrastruktury PL-Grid. Przy jej wykorzystaniu opracowano trzy scenariusze rozwoju elektroenergetyki w perspektywie długoterminowej zakładające różny poziom wykorzystania elektrowni jądrowych. Scenariusze te porównano pod kątem wielkości emisji podstawowych zanieczyszczeń powietrza (SO_2 , NO_x , TSP) oraz wpływu na jakość powietrza. Otrzymane wyniki wskazują, że najmniej negatywny wpływ na jakość powietrza ma scenariusz NUC_6GW. Należy jednak zaznaczyć, że ze względu na wykorzystanie w przyszłości czystych technologii węglowych różnice pomiędzy scenariuszami są relatywnie małe. Znaczące różnice występują natomiast w wielkości emisji CO_2 . W przyszłości czyste technologie węglowe powinny być rozwijane w kierunku ograniczania ich emisji CO_2 do atmosfery, aby skutecznie konkurować z pozostałymi technologiami energetycznymi.

Słowa kluczowe: system energetyczny, modelowanie, scenariusze, emisje, zanieczyszczenia

1. Wstęp

W ostatnich latach badania w obszarze systemów energetycznych skupiają coraz większą uwagę naukowców i decydentów. Dzieje się tak dlatego, że możliwość łatwego dostępu do usług energetycznych jest kluczowym elementem dla rozwoju gospodarczego krajów. Z drugiej strony coraz bardziej istotny wpływ na rozwój systemów energetycznych mają pojawiające się zagrożenia związane z ich oddziaływaniem na otoczenie. Można tu wymienić zagrożenia globalne związane ze zmianami klimatycznymi czy wyczerpywaniem się kopalnych nośników energii, jak i również regionalne oraz lokalne zagrożenia związane z negatywnym oddziaływaniem zanieczyszczeń na zdrowie ludzkie i środowisko. Badania dotyczące rozwoju systemów energetycznych prowadzone są od lat w Katedrze Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego na Wydziale Energetyki i Paliw AGH. Koncentrują się one na analizie procesów i zjawisk zachodzących w systemie energetycznym i mają na celu lepsze zrozumienie funkcjonowania tego systemu oraz jego interakcji z otoczeniem. Opracowywane są m.in. prognozy przyszłej struktury paliwowej i technologicznej tj. tzw. miksu energetycznego kraju (przy uwzględnieniu różnych uwarunkowań natury technicznej, środowiskowej, politycznej), kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, emisji zanieczyszczeń, ich dyspersji w atmosferze oraz zagrożeń związanych z ekspozycją ludności i środowiska naturalnego na zanieczyszczenia.

Kompleksowa analiza możliwych kierunków rozwoju systemów paliwowo-energetycznych wymaga wykorzystania odpowiednich metod oraz narzędzi. Z tego właśnie powodu podjęto inicjatywę opracowania i udostępniania takiego narzędzia szerszej grupie naukowców w ramach gridu dziedzinowego „Energetyka” infrastruktury badawczej PL-Grid. W rezultacie stworzono platformę do zintegrowanej analizy rozwoju polskiego systemu paliwowo-energetycznego (ang. Platform for Integrated Energy System Analysis – π ESA). Jest ona skierowana przede wszystkim do osób zainteresowanych badaniami w zakresie matematycznego modelowania rozwoju systemów paliwo-energetycznych, którzy nie posiadają jednakże odpowiedniego do tego celu narzędzia.

W skład platformy π ESA wchodzi : (i) model polskiego systemu elektroenergetycznego opracowany przy wykorzystaniu generatora TIMES, (ii) system modelowania jakości powietrza Polyphemus oraz (iii) model do oceny oddziaływania zanieczyszczeń na środowisko i zdrowie ludzkie MAEH. Więcej informacji na temat samej Platformy, jej komponentów oraz wykorzystywanej metodyki można znaleźć w [1]. W artykule zaprezentowano możliwości platformy π ESA w zakresie budowy scenariuszy energetycznych, modelowania miksu energetycznego oraz oceny wpływu wybranych scenariuszy energetycznych i emisyjnych na jakość powietrza w Polsce.

2. Budowa scenariuszy energetycznych

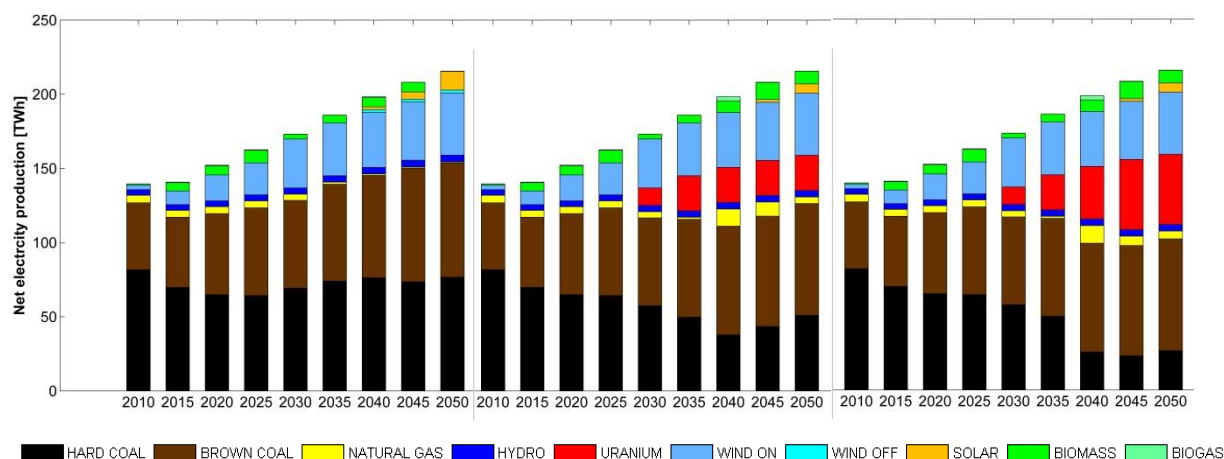
Głównym narzędziem wykorzystywanym w Platformie π ESA do modelowania systemu paliwowo-energetycznego jest model TIMES opracowany w ramach programu ETSAP Międzynarodowej Agencji Energetyki. Platforma π ESA wykorzystuje model systemu energetycznego obejmujący stronę podaży tj. pozyskanie pierwotnych nośników energii, wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła scentralizowanego oraz ich przesył i dystrybucję. Strona popytu reprezentowana jest w sposób uproszczony poprzez zadanie w kolejnych latach odpowiednich wartości finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło scentralizowane. W skład modelu wchodzi przede wszystkim istniejące elektrownie, elektrociepłownie oraz ciepłownie zawodowe i przemysłowe przy czym zostały one zagregowane do 14 kategorii. Dostępnych jest również 22 typów nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła począwszy od elektrowni konwencjonalnych (np. elektrownie IGCC) poprzez technologie OZE, po technologie bardziej innowacyjne (np. SMR). Użytkownik ma możliwość aktualizacji z góry zadanych parametrów ekonomicznych oraz technicznych opisujących technologie energetyczne oraz nośniki energii. Ma również możliwość nakładania ograniczeń związanych z: dostępnością i możliwościami pozyskania surowców energetycznych, rozbudową infrastruktury energetycznej, limitami wielkości emisji, itp.

W pracy opracowano trzy scenariusze energetyczne:

- REF – scenariusz referencyjny, którego założenia (np. ceny paliw i uprawnień do emisji, wartość zapotrzebowania na energię elektryczną, itp.) opisane są w pracy [2];
- NUC_3GW – modyfikacja scenariusza REF polegająca na wymuszeniu budowy elektrowni jądrowych o łącznej mocy 3 GWe (1.5 GWe oddany do użytku w 2030 r oraz kolejny 1.5 GWe oddany do użytku w 2035 r.);
- NUC_6GW – modyfikacja scenariusza REF polegająca na wymuszeniu budowy elektrowni jądrowych o łącznej mocy 6 GWe (założono, że w okresie 2030 do 2045 r. w cyklach pięcioletnich oddawane będzie do użytku 1.5 GWe).

Oprócz założeń opisanych powyżej, w scenariuszach różniły się ceny uprawnień do emisji CO₂, które były wyższe w przypadku obydwu scenariuszy NUC.

Dla tak przygotowanych założeń przeprowadzono obliczenia zmian w miksie energetycznym Polski w okresie 2010 – 2050. Otrzymane wyniki przedstawiono na Rys. 2.1.



Rys. 2.1 Miks energetyczny dla scenariusza: REF (z lewej), NUC_3GW (środek), NUC_6GW (z prawej)

Źródło: Obliczenia własne przeprowadzone przy wykorzystaniu platformy π ESA

2.1. Budowa scenariuszy emisyjnych

Scenariusze emisyjne budowane są w oparciu o wyniki modelowania miksu energetycznego. Obejmują one jedynie emisje bezpośrednie głównych zanieczyszczeń atmosfery tj. ditlenku siarki, tlenków azotu oraz pyłów całkowitych (TSP) z kategorii 1.A.1 według nomenklatury NFR. Wielkość emisji tych zanieczyszczeń w danym roku obliczana jest na podstawie informacji o zużyciu paliw oraz odpowiednich wskaźników emisji, które przypisane są do danych paliw i technologii energetycznych. Należy zaznaczyć, że wskaźniki emisji zmieniają się w czasie. Zadane wartości wskaźników emisji są zgodne z tymi opisanymi w pracy [2] i zakładają, że spełnione zostaną wymagania określone w Dyrektywie o Emisjach Przemysłowych. Użytkownik może je modyfikować. Może również poprzez wprowadzenie np. pułapów emisji opracowywać własne strategie kontroli emisji. Uzyskane wielkości emisji zanieczyszczeń dla omówionych scenariuszy energetycznych przedstawiono w Tab. 2.1.

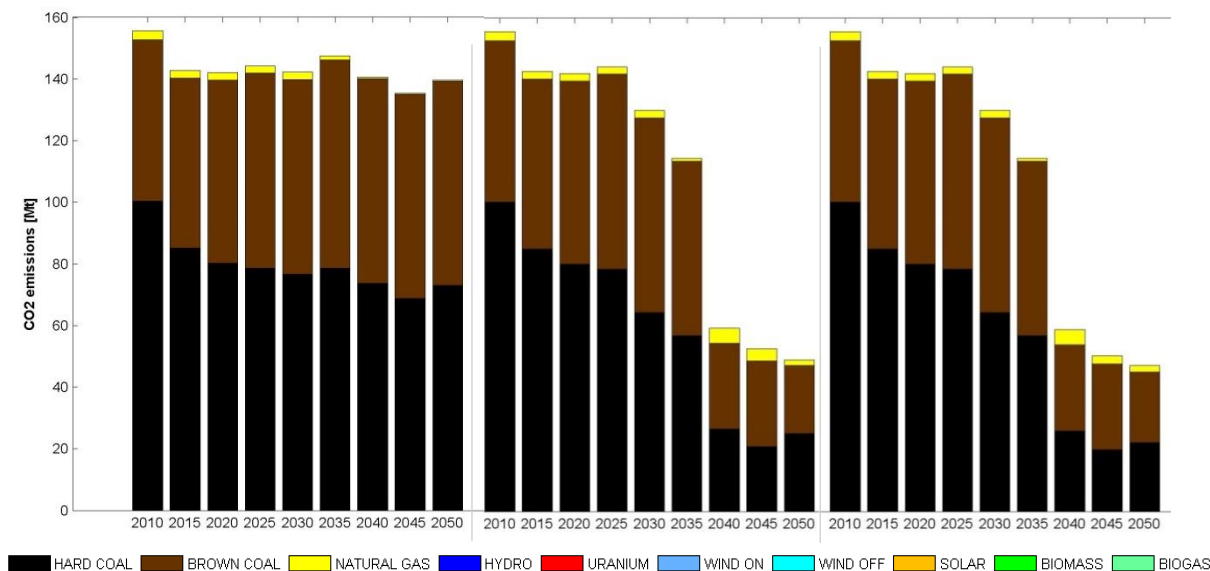
Tab. 2.1 Roczne wielkości emisji SO₂, NO_x i TSP dla opracowanych scenariuszy w latach 2011-2015 z sektora elektroenergetycznego [kt]

| Rok | REF | | | NUC_3GWe | | | NUC_6GWe | | |
|------|-----------------|-----------------|-------|-----------------|-----------------|-------|-----------------|-----------------|-------|
| | SO ₂ | NO _x | TSP | SO ₂ | NO _x | TSP | SO ₂ | NO _x | TSP |
| 2010 | 479.7 | 279.52 | 40.3 | 479.7 | 279.52 | 40.3 | 479.7 | 279.52 | 40.3 |
| 2015 | 432.21 | 258.25 | 35.62 | 432.21 | 258.25 | 35.62 | 432.21 | 258.25 | 35.62 |
| 2020 | 253.42 | 170.1 | 31.19 | 253.42 | 170.1 | 31.19 | 253.42 | 170.1 | 31.19 |
| 2025 | 155.3 | 145.92 | 21.43 | 155.29 | 145.93 | 21.43 | 155.29 | 145.93 | 21.43 |
| 2030 | 121.34 | 113.71 | 7.05 | 110.26 | 103.98 | 6.54 | 110.25 | 103.97 | 6.54 |
| 2035 | 127.23 | 117.87 | 7.86 | 105.46 | 101.44 | 6.66 | 105.45 | 101.44 | 6.66 |
| 2040 | 111.5 | 102.95 | 7.47 | 79.83 | 81.76 | 6.05 | 73.54 | 75.46 | 5.62 |
| 2045 | 100.98 | 92.11 | 7.29 | 77 | 87.57 | 6.53 | 67.32 | 76.72 | 5.88 |
| 2050 | 105.72 | 85.11 | 6.93 | 82.59 | 85.82 | 6.63 | 69.85 | 73.21 | 5.77 |

Źródło: Obliczenia własne przeprowadzone przy wykorzystaniu platformy π ESA

Wielkości emisji przedstawione w Tab. 2.1 stanowią dane wejściowe do systemu modelowania jakości powietrza Polyphemus. Emisje zanieczyszczeń emitowanych z pozostałych sektorów pobierane są z modelu GAINS [3].

Oprócz emisji zanieczyszczeń tradycyjnych π ESA dostarcza również informacji na temat zmian w emisjach ditlenku węgla, który zaliczany jest do gazów cieplarnianych. Wyniki te mogą być wykorzystane przy opracowywaniu strategii redukcji emisji CO₂. Wielkość emisji CO₂ ze źródeł uwzględnionych w π ESA dla scenariuszy rozważanych w pracy przedstawiono na Rys. 2.2.

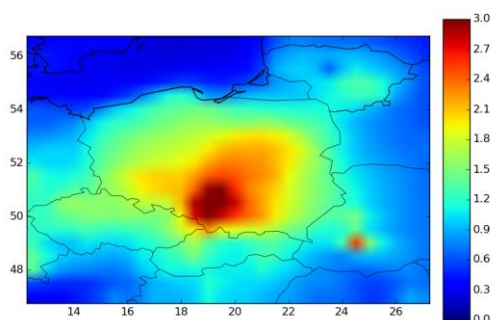


Rys 2.2 Emisja CO₂ dla scenariusza: REF (z lewej), NUC_3GWe (środek), NUC_6GWe (z prawej)

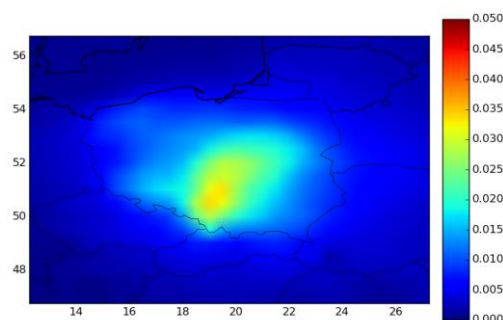
Źródło: Obliczenia własne przeprowadzone przy wykorzystaniu platformy π ESA

2.2. Modelowanie jakości powietrza

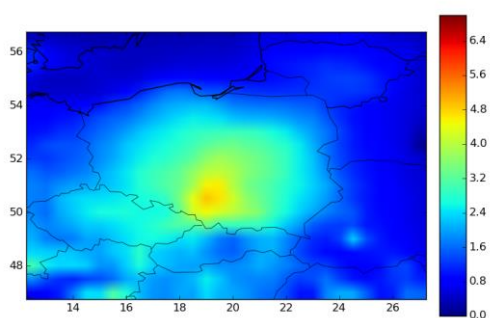
Modelowanie transportu zanieczyszczeń w ramach usługi π ESA odbywa się przy użyciu systemu modelowania jakości powietrza Polyphemus [4]. Modelowane jest stężenie między innymi SO₂, NO_x, PM₁₀, PM_{2.5}, O₃. System uruchamiany jest z rozdzielczością 0,5⁰ x 0,5⁰ w domenie obejmującej obszar zamknięty południkami 12,25 E do 27,5 E oraz równoleżnikami 46,75 N do 57,25 N. Symulacje zostały przeprowadzone na 5 poziomach o następujących granicach: 0, 50, 600, 1200, 2000, 3000 metrów. Stężenia brzegowe dla tej domeny są generowane poprzez przeprowadzanie symulacji dla domeny obejmującej całą Europę z rozdzielczością 1.5⁰. Symulacje zostały przeprowadzone w oparciu o dane meteorologiczne ECMWF, o rozdzielczości przestrzennej 0,25⁰ x 0,25⁰ oraz czasowej 3h. Rozdział emisji do siatki modelowania omówiono w pracy [1]. Walidacja systemu Polyphemus dla wyników uzyskanych dla całej Europy i domeny obejmującej Polskę została zaprezentowana w wielu pracach m.in. [5], [6]. Wykorzystano profile czasowe emisji dla poszczególnych sektorów, krajów i zanieczyszczeń opracowane w ramach projektu EUROTRAC-2 [7]. Symulacje transportu zanieczyszczeń wykonano dla roku emisji w roku 2011 (scenariusze REF, NUC_3GWe oraz NUC_6GWe mają takie same emisje w tym roku) oraz dla 2030 i 2050 dla wszystkich 3 scenariuszy. Łącznie przeprowadzono 7 symulacji. Dzięki temu uzyskano wielkości stężeń i depozycji wielu zanieczyszczeń w różnych latach i dla różnych scenariuszy. Przykładowe wyniki zostały zaprezentowane na Rys 2.3 –Rys 2.6.



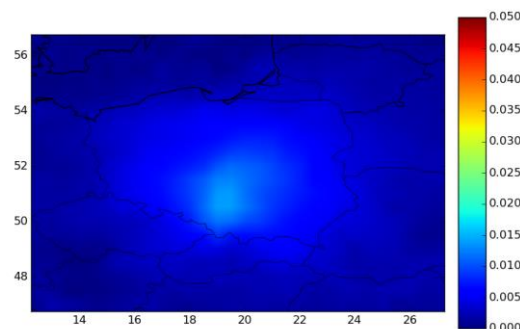
Rys 2.3 Różnice w stężeniu dwutlenku siarki w warstwie przyziemnej pomiędzy wynikami modelowania dla roku, 2011 i 2030, przy zastosowaniu emisji ze scenariusza REF [$\mu\text{g.m}^{-3}$]



Rys 2.4 Różnice w stężeniu dwutlenku siarki w warstwie przyziemnej pomiędzy wynikami modelowania dla roku, 2050, przy zastosowaniu emisji ze scenariuszy REF i NUC_3GWe [$\mu\text{g.m}^{-3}$]



Rys 2.5 Różnice w stężeniu PM2.5 w warstwie przyziemnej pomiędzy wynikami modelowania dla roku, 2011 i 2050, przy zastosowaniu emisji ze scenariusza REF [$\mu\text{g.m}^{-3}$]



Rys 2.6 Różnice w stężeniu PM2.5 w warstwie przyziemnej, pomiędzy wynikami modelowania dla roku, 2030, przy zastosowaniu emisji ze scenariuszy REF i NUC_6GWe [$\mu\text{g.m}^{-3}$]

Źródło: Obliczenia własne przeprowadzone przy wykorzystaniu platformy π ESA

Stężenia zanieczyszczeń w przyszłych latach będą maleć. Jak zaprezentowano na Rys. 2.3 stężenie dwutlenku siarki w wyniku zmniejszenia emisji, głównie w sektorze elektroenergetycznym (który teraz odpowiada za około połowę emisji SO_2 w Polsce) zmniejszy się na obszarze Śląska o ponad $3 \mu\text{g.m}^{-3}$. Różnica w stężeniach $\text{PM}_{2.5}$ w latach 2011-2015 będzie jeszcze wyższa i będzie wynosić około $5 \mu\text{g.m}^{-3}$ (Rys. 2.5). W przypadku budowy elektrowni jądrowej o mocy 3 GWe stężenie SO_2 zmniejszy się w porównaniu do stężeń modelowanych w przypadku braku tej instalacji o około $0.05 \mu\text{g.m}^{-3}$ w 2050. (Rys. 2.4) W wyniku budowy elektrowni jądrowych o mocy 6 GWe stężenie $\text{PM}_{2.5}$ do roku 2050 zmniejszy się średnio o $0.02 \mu\text{g.m}^{-3}$ (Rys. 2.6). Należy pamiętać, że są to uśrednione wartości dla poszczególnych oczek siatki modelowania i emisje w przypadku budowy tej instalacji zostały zmniejszone proporcjonalnie w każdej innej jednostce sektora elektroenergetycznego emitującej pyły i SO_2 .

3. Podsumowanie

W artykule zaprezentowano Platformę do zintegrowanej analizy rozwoju polskiego systemu paliwowo-energetycznego π ESA dostępną w ramach gridu dziedzinowego „Energetyka” infrastruktury PL-Grid. Zademonstrowano w jaki sposób Platforma ta może zostać wykorzystana przez użytkowników do budowy scenariuszy energetycznych oraz modelowania rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego. Ponadto, π ESA dostarcza użytkownikowi informacji o wielkości emisji zanieczyszczeń oraz ich stężeniu na obszarze kraju, umożliwiając w ten sposób porównanie scenariuszy energetycznych również pod kątem ich oddziaływania na środowisko. Ze wszystkich rozważanych w pracy scenariuszy energetycznych najlepsza jakość powietrza obserwowana jest w scenariuszu NUC_6GWe. Należy przy tym przyznać, że różnice w wartości całkowitych emisji zanieczyszczeń oraz ich stężenia w powietrzu obserwowane dla rozważanych w pracy scenariuszy w perspektywie średnio i długoterminowej są relatywnie małe. Wynika to przede wszystkim z konieczności dostosowania jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa stałe do rygorystycznych norm emisyjnych, co w praktyce sprowadza się do stosowania tzw. czystych technologii węglowych. Znaczące różnice występują natomiast pomiędzy scenariuszami zakładającymi większe wykorzystanie elektrowni jądrowych a scenariuszem referencyjnym w przypadku emisji CO₂. Pokazuje to jasno, że w rozważanych scenariuszach regulacje w zakresie jakości powietrza nie przyczyniają się znacząco do redukcji emisji CO₂. Z drugiej strony widać, że aby skutecznie konkurować z pozostałymi technologiami energetycznymi w przyszłości czyste technologie węglowe powinny być rozwijane w kierunku ograniczania ich emisji CO₂ do atmosfery.

Praca została zrealizowana w ramach badań statutowych nr 11.11.210.217. Obliczenia zostały wykonane przy wykorzystaniu Infrastruktury PL-Grid (ZEUS -CYFRONET AGH), w ramach przyznanego grantu.

Literatura

- [1] Wyrwa, A., *An optimization platform for Poland's power sector considering air pollution and health effects*, Environmental Modelling & Software, 2015, str. 227-237.
- [2] Gawlik, L. (red.), *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*, Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Wyd. IGSMiE PAN, Katowice, 2013, 300 str.
- [3] GAINS EUROPE, 2013, scenariusz EGEO_Baseline, w: <http://gains.iiasa.ac.at/models/index.html>
- [4] Mallet, V., Quello, D., Sportisse, B., Ahmed de Biasi, M., Debry, E., Korsakissok, I., Wu, L., Roustan, Y., Sartelet, K., Tombette, M., Foudhil, H., *Technical Note: The air quality modeling system Polyphemus*, Atmos. Chem. Phys. 7, 2007, str. 5479-5487.
- [5] Zyśk, J., Stężyły, A., Pluta, M., Wyrwa, A., Roustan, Y., Sportisse, B., *System modelowania rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń Polyphemus – wyniki walidacji*, Aktualne problemy w ochronie powietrza atmosferycznego, Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych, Wrocław, 2008, str. 191.
- [6] Lecœur, E., Seigneur, C., *Dynamic evaluation of a multi-year model simulation of particulate matter concentrations over Europe*, Atmospheric Chemistry and Physics 13, 2013, str. 4319-4337.
- [7] Friedrich, R., Reis, S., *Emissions of Air Pollutants - Measurements, Calculation, Uncertainties - Results from the EUROTRAC-2 Subproject GENEMIS*, Springer Publishers, Berlin, 2004.