

POLITECHNIKA CZĘSTOCHOWSKA

Czysta energia i środowisko



redakcja
Artur Błaszczuk
Izabela Majchrzak-Kucęba

CZĘSTOCHOWA 2022

POLITECHNIKA CZĘSTOCHOWSKA

Czysta energia i środowisko

pod redakcją
Artura Błaszczuka i Izabeli Majchrzak-Kucęby

Monografia



Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej

Częstochowa 2022

Recenzent

dr hab. Piotr Krawczyk, prof. uczelni

Redakcja

Zdzisława Tasarz

Redakcja techniczna

Dorota Boratyńska

Projekt okładki

dr hab. inż. Artur Błaszczuk, prof. PCz

ISBN 978-83-7193-903-7

e-ISBN 978-83-7193-904-4

DOI: 10.17512/CUT/9788371939044

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2022

© Copyright by Artur Błaszczuk, Izabela Majchrzak-Kucęba, Częstochowa 2022



Publikacja udostępniona na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa –
Użycie niekomercyjne 4.0 Międzynarodowa (CC BY-NC 4.0)

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/legalcode>

Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, 42-202 Częstochowa, al. Armii Krajowej 36 B
redakcja tel. 34 325 04 80, dystrybucja tel. 34 325 03 93
e-mail: wydawnictwo@pcz.pl, www.wydawnictwo.pcz.pl

Spis treści

Wstęp	5
-------------	---

Rozdział I

ENERGETYKA I PERSPEKTYWICZNE TECHNOLOGIE ENERGETYCZNE	7
--	----------

1. Zmiana polskiego miksu energetycznego na przestrzeni ostatnich 20 lat Michał Wichliński, Andrzej Kacprzak, Renata Włodarczyk	9
2. Analiza użytkowania samochodów wodorowych – badanie globalne 2021 Andrzej Kacprzak, Renata Włodarczyk, Łukasz Woźniak Michał Wichliński	20
3. Zastosowanie młyna elektromagnetycznego w procesie wytwórczym nowych komponentów Przemysław Szymanek	38

Rozdział II

MODELOWANIE, PROGNOZOWANIE I ŚRODOWISKO	51
--	-----------

4. Analiza numeryczna przepływu ziaren materiału sypkiego i gazu w energetyce – studium wybranych przypadków Robert Zarzycki, Magdalena Grajcar, Mariusz Damasiewicz, Mateusz Wiński Jacek Śmigieński, Wojciech Hepner, Rafał Kobyłecki	53
5. Prognozowanie współczynnika przejmowania ciepła we fluidalnym wymienniku ciepła Artur Błaszczuk, Szymon Jagodzick	72
6. Prognozowanie wskaźnika nagromadzenia odpadów w ujęciu zmian osobistych wydatków konsumpcyjnych za pomocą modelu wektorowo-autoregresyjnego Jurand Bień, Beata Bień	95
7. Analiza wpływu biowęgla na emisję ditlenku węgla – studium wybranych przypadków Rafał Kobyłecki, Robert Zarzycki, Magdalena Grajcar Mariusz Damasiewicz, Michał Wichliński	108
8. Symulacja zjawiska kawitacji w wirniku pompy odśrodkowej Łukasz Knop, Paweł Mirek	120

Rozdział III

MAGAZYNOWANIE ENERGII ORAZ JEGO EFEKTYWNOŚĆ **133**

- 9. Magazynowanie energii elektrycznej w systemie off-grid
Łukasz Trzcíński, Michał Turski 135
- 10. Zasadność magazynowania nadwyżek ciepła w miejskich systemach
ciepłowniczych
Michał Turski 152
- 11. Możliwości poprawy pracy sieci ciepłowniczej na przykładzie
polskiego systemu ciepłowniczego
Agnieszka Jachura 164
- 12. Analiza możliwości produkcji ciepła, energii elektrycznej i chłodu
ze źródeł odnawialnych dla wybranego obiektu
Agnieszka Jachura 176

Wstęp

Transformacja energetyczna Polski stała się faktem w obliczu spełnienia nie tylko wymogów związanych z osiągnięciem neutralności klimatycznej przez technologie i systemy energetyczne, ale również zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Naukowcy wraz z przedstawicielami przemysłu energetycznego realizują liczne projekty badawczo-rozwojowe oraz prowadzą prace naukowe, aby sprostać wyżej wymienionym wyzwaniom. Aktualnie główny nurt prowadzonych prac naukowych ukierunkowany jest na neutralność klimatyczną technologii wytwarzania energii. Czysta „zielona” energia jest wszechobecna w środowisku, pozostaje jedynie kwestia jej umiejętnego zagospodarowania i efektywnego wykorzystania, zarówno w dużej skali technicznej w postaci systemów/układów energetycznych, jak i małej skali na przykładzie przydomowych instalacji, jako sposób na walkę z globalnym ociepleniem klimatu. Nie bez znaczenia pozostają też kwestie dotyczące optymalizacji istniejących systemów i technologii energetycznych pod kątem poprawy ich efektywności energetycznej oraz zaproponowania alternatywnego rozwiązania w zakresie magazynowania energii. Takie podejście ma istotne znaczenie z punktu widzenia osiągnięcia efektu synergii między czystymi „zielonymi” technologiami energetycznymi a otaczającym nas środowiskiem naturalnym. W rezultacie zainteresowanie się rozwiązaniami niskoemisyjnymi przełoży się na efekt finansowy zarówno dla konsumenta, jak i wytwórcy energii. Niemniej jednak, bez rozwoju w zakresie perspektywicznych układów i technologii energetycznych w oparciu o wydajne i intuicyjne narzędzia do modelowania występujących w nich zjawisk/procesów, w tym również prognozowania optymalnych warunków wymiany ciepła oraz wskaźników środowiskowych na zasadzie wybranych przypadków, czy też zaproponowania modelowych technologii magazynowania energii w znacznym stopniu utrudni osiągnięcie celów i korzyści *Europejskiego Zielonego Ładu*. Stąd też niniejsza monografia kładzie duży nacisk na aspekt praktyczny prowadzonych badań i analiz przez autorów poszczególnych rozdziałów.

/-/ Artur Błaszczuk

/-/ Izabela Majchrzak-Kucęba

Rozdział I

**ENERGETYKA I PERSPEKTYWICZNE
TECHNOLOGIE ENERGETYCZNE**

1. ZMIANA POLSKIEGO MIKSU ENERGETYCZNEGO NA PRZESTRZENI OSTATNICH 20 LAT

**Michał Wichliński, Andrzej Kacprzak
Renata Włodarczyk**

Politechnika Częstochowska
Wydział Infrastruktury i Środowiska

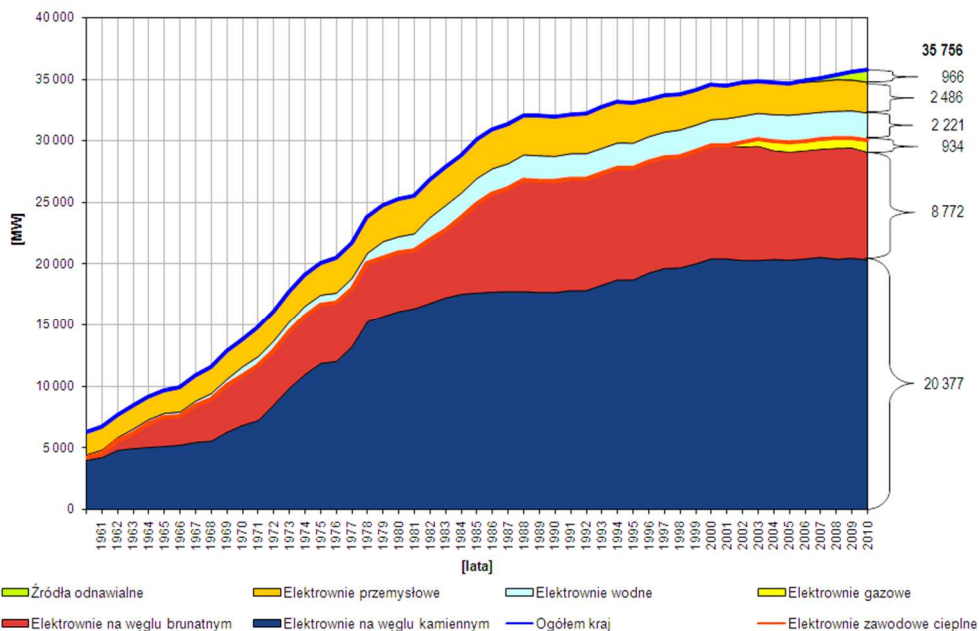
Streszczenie: Przedstawiono zmiany, jakim podlegał polski miks energetyczny w latach 2010-2021. Zaprezentowano strukturę mocy zainstalowanej w KSE, procentowy udział poszczególnych paliw w krajowej produkcji energii elektrycznej oraz krajowe średnie roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną. Przeanalizowano również, jak miks energetyczny Polski może wyglądać w najbliższej przyszłości według Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, miks energetyczny, produkcja energii

1.1. Rok 2010

Zapewnienie zaopatrzenia w energię elektryczną jest jednym z najważniejszych obowiązków państwa. Jednakże sposób produkcji energii elektrycznej oraz paliwa, z których jest ona wytwarzana, zmienia się na przestrzeni lat. Od lat 60. XX wieku głównym paliwem dla polskich elektrowni były węgle kamienny i brunatny. Jedynym źródłem odnawialnym były elektrownie wodne, które pojawiły się w systemie w latach 70. Sytuacja ta nie zmieniała się praktycznie do lat 2000-2010, gdy pojawiły się w systemie pierwsze źródła zasilane gazem ziemnym i produkujące prąd ze źródeł odnawialnych (rys. 1.1). XXI wiek Polska energetyka rozpoczęła uzależniona praktycznie od jednego paliwa – węgla.

W 2010 roku polskie elektrownie (tab. 1.1) dysponowały mocą 35 756 MW, z czego 20 377 MW to elektrownie na węgiel kamienny, a 8772 MW to elektrownie na węgiel brunatny, łącznie stanowiły one ponad 81% mocy zainstalowanej. Elektrownie gazowe dysponowały mocą zaledwie 934 MW (2,16%), podobnie jak źródła odnawialne (inne niż elektrownie wodne) – 966 MW (2,7%). Zawodowe elektrownie wodne posiadały moc zainstalowaną na poziomie 2221 MW, co stanowiło 6,11% (rys. 1.2).

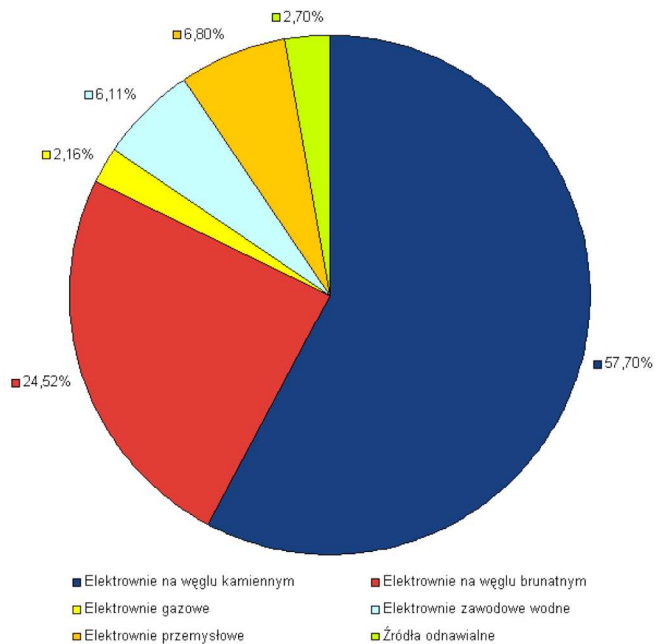


Rys. 1.1. Dynamika wzrostu mocy elektrycznej zainstalowanej w KSE w latach 1960-2010 (Raport 2010)

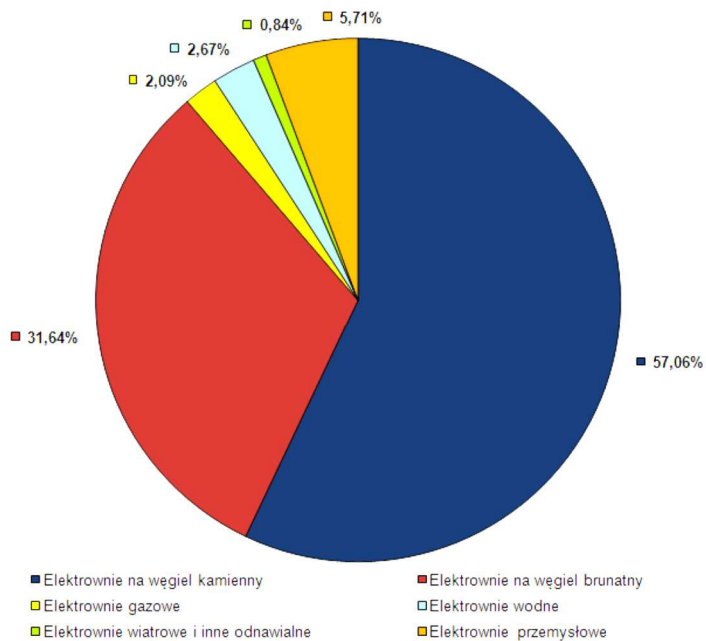
Tabela 1.1. Struktura mocy zainstalowanej w KSE (Raport 2010)

Źródło wytwarzania	Zainstalowana moc [MW]
Ogółem	35 756
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	30 083
– na węgiel kamienny	20 377
– na węgiel brunatny	8772
– gazowe	934
Elektrownie zawodowe wodne	2221
Elektrownie przemysłowe	2486
Źródła odnawialne	966

Jeśli mowa o udziale poszczególnych źródeł produkcji energii elektrycznej w 2010 roku (rys. 1.3), to największy udział miały węgiel kamienny (57,06%) oraz węgiel brunatny (31,64%). Kolejne miejsca zajmowały elektrownie przemysłowe (5,71%) (również przeważnie spalające węgiel) oraz elektrownie wodne (2,67%), tuż za nimi były elektrownie gazowe (2,09%). Najmniejszy udział w produkcji energii elektrycznej w Polsce miały odnawialne źródła energii (zaledwie 0,84%).

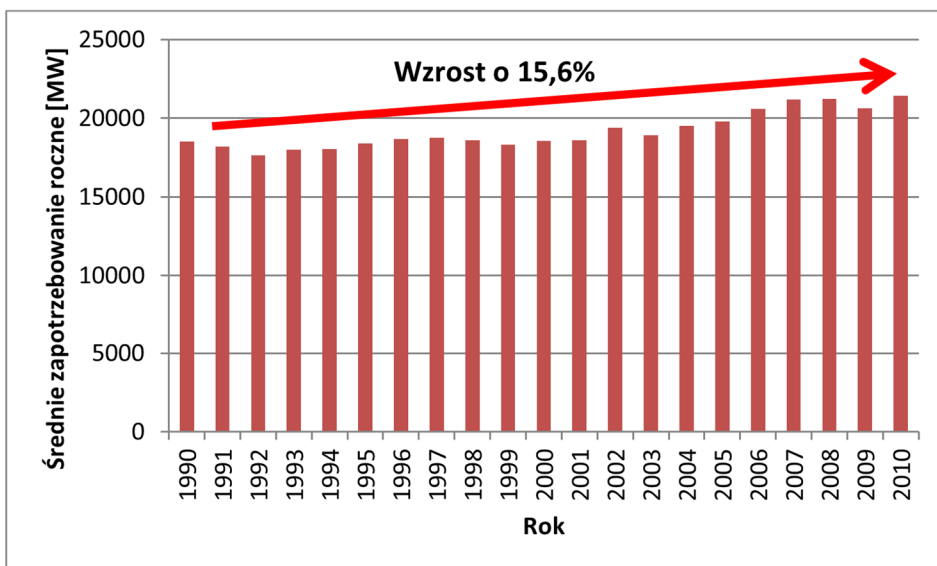


Rys. 1.2. Struktura procentowa mocy elektrycznej zainstalowanej w KSE, stan na 31.12.2010 roku (Raport 2010)



Rys. 1.3. Procentowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej według rodzajów paliw w 2010 roku (Raport 2010)

W 2010 roku maksymalne zapotrzebowanie na moc wynosiło 25 449 MW (26 stycznia 2010 roku), a najniższe miało miejsce 5 kwietnia i wynosiło 15 161 MW, czyli różnica wynosiła 10 288 MW. Porównując wcześniejsze lata, zarówno maksymalne zapotrzebowanie na moc, jak i minimalne systematycznie rosło. W 1990 roku maksymalne zapotrzebowanie wynosiło około 23 392 MW. Również patrząc na średnie roczne zapotrzebowanie, rosło on z każdym rokiem – od około 18 500 w 1990 roku do 21 400 w 2010 roku (rys. 1.4).



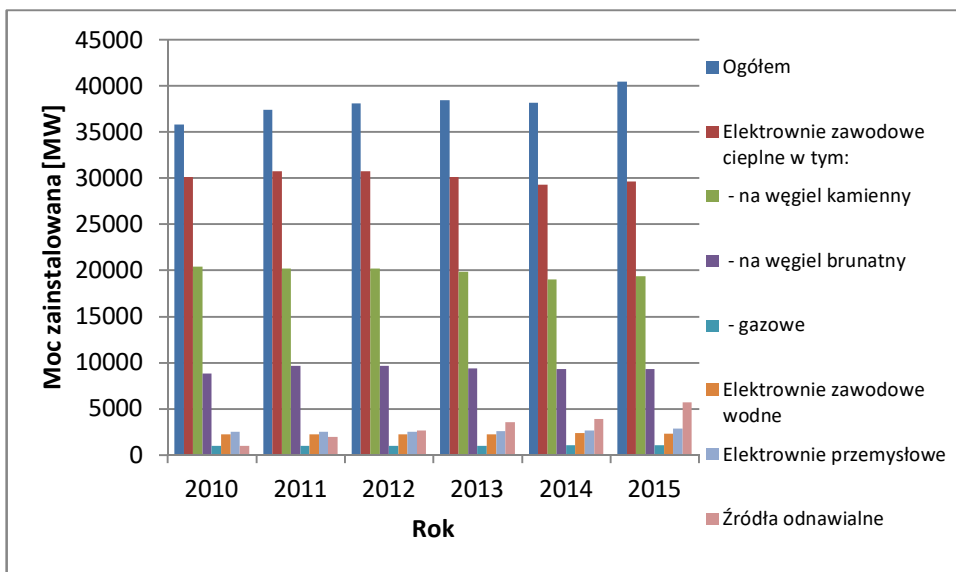
Rys. 1.4. Krajowe średnie zapotrzebowanie na energię elektryczną rocznie w latach 1990-2010 (Raport 2010)

1.2. Lata 2010-2015

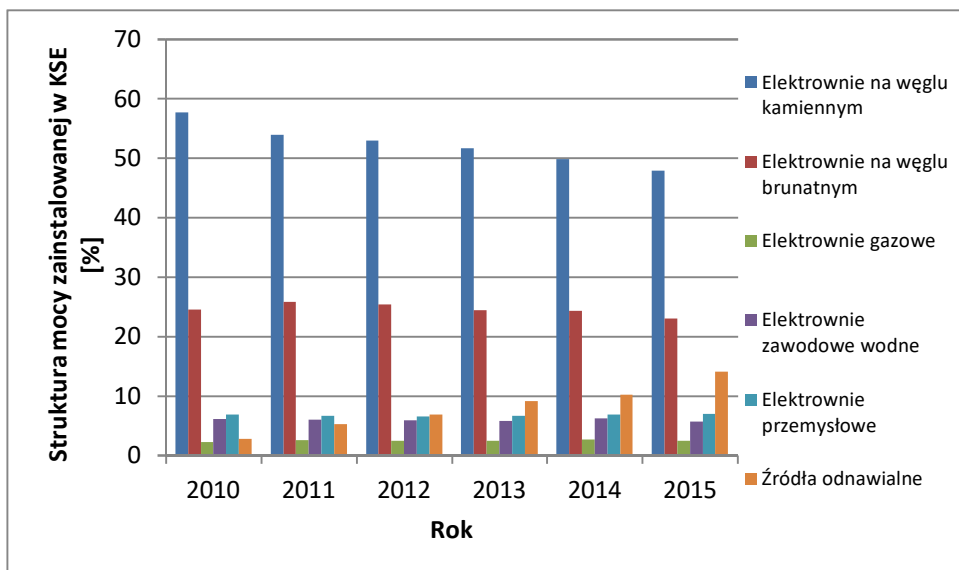
W latach 2010-2015 doszło do znaczących zmian w strukturze mocy zainstalowanej w KSE (rys. 1.5). Sumarycznie moc zainstalowana w ciągu tych 6 lat wzrosła o prawie 5000 MW. Największe zmiany zaszyły w elektrowniach ciepłych opalanych węglem kamiennym, nastąpił tu spadek mocy zainstalowanej o 1000 MW. W przypadku węgla brunatnego widać niewielki wzrost (+600 MW). Również pozostałe źródła zanotowały wzrosty mocy zainstalowanej, elektrownie gazowe o 60 MW, elektrownie wodne o 70 MW, a elektrownie przemysłowe o 350 MW. Największy wzrost odnotowały odnawialne źródła energii inne niż energetyka wodna – o 1600 MW, czyli o 17%.

Przyglądając się wartościom procentowym mocy zainstalowanej (rys. 1.6), można zauważyć wyraźne zmniejszenie mocy elektrowni opalanych węglem kamiennym – z poziomu 57% do poniżej 48% w ciągu sześciu lat. Udział elektrowni

opalanych węglem brunatnym również się zmniejszył o około 1,5%. Niewielki wzrost odnotowały elektrownie przemysłowe oraz elektrownie gazowe. Udział elektrowni wodnych zmniejszył się z 6,1 do 5,7%, a pozostałe odnawialne źródła energii odnotowały zdecydowany wzrost z niecałych 3% do ponad 14%.

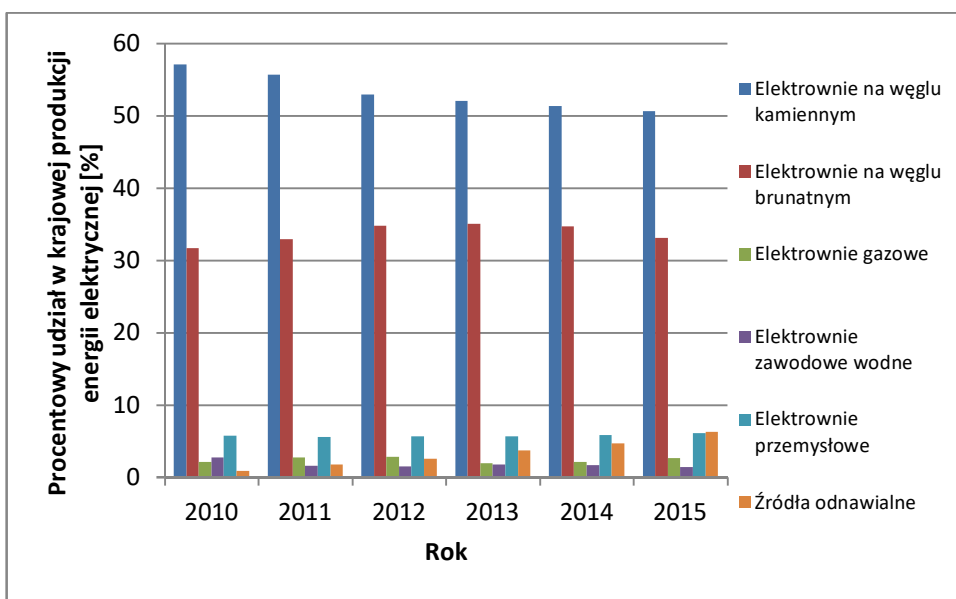


Rys. 1.5. Zmiany struktury mocy elektrycznej zainstalowanej w KSE w latach 2010-2015 (Raport 2010, Raport 2011, Raport 2012, Raport 2013, Raport 2014, Raport 2015)



Rys. 1.6. Zmiany struktury mocy elektrycznej zainstalowanej w KSE w latach 2010-2015 (Raport 2010, Raport 2011, Raport 2012, Raport 2013, Raport 2014, Raport 2015)

Zmiany w strukturze mocy zainstalowanej przełożyły się również na zmiany w krajowej produkcji energii elektrycznej (rys. 1.7). W 2010 roku produkowano łącznie z paliw węglowych (węgla kamiennego i brunatnego) prawie 89% energii elektrycznej, a w 2015 roku udział paliw węglowych zmniejszył się do mniej niż 84%. Wykorzystanie węgla kamiennego w produkcji energii zmniejszyło się o 6,5%, podczas gdy węgla brunatnego wzrosło o 1,5%. Niewielkie zmiany odnotowały elektrownie gazowe (wzrost o 0,5%) oraz elektrownie przemysłowe (o 0,3%). W przypadku odnawialnych źródeł energii to ilość energii wytworzonej z elektrowni wodnych zmniejszyła się o 1,2%, ale z pozostałych wzrosła o prawie 5,5%.

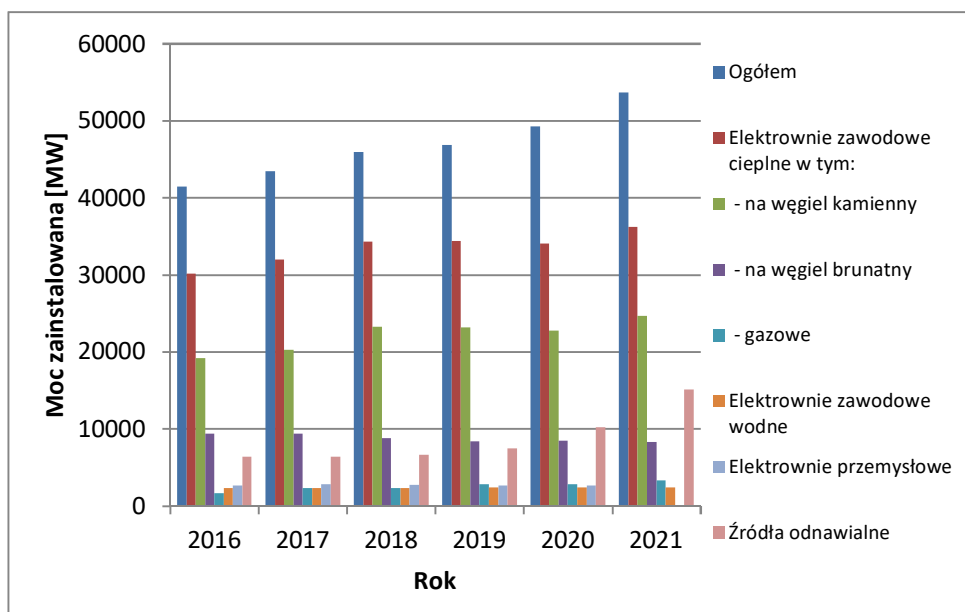


Rys. 1.7. Procentowa zmiana udziału w krajowej produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych elektrowni w latach 2010-2015 (Raport 2010, Raport 2011, Raport 2012, Raport 2013, Raport 2014, Raport 2015)

1.3. Lata 2016-2021

W latach 2016-2021 moc zainstalowana w KSE znacząco wzrosła (rys. 1.8), działało się to głównie za sprawą odnawialnych źródeł energii innych niż energetyka wodna. Moc OZE wzrosła z 6300 MW do ponad 15 000 MW, głównie za sprawą instalacji fotowoltaicznych. Zwiększyła się również zainstalowana moc elektrowni na węgiel kamienny z 19 100 MW do ponad 24 600 MW, głównie za sprawą oddanych w tym czasie czterech dużych bloków węglowych. Znacznie zmniejszyła się za to moc elektrowni spalających węgiel brunatny – z 9300 MW do ponad 8200 MW, spowodowane to było wyłączeniem z eksploatacji Elektrowni Adamów. Znaczący wzrost był też udziałem elektrowni gazowych, które miały pełnić rolę

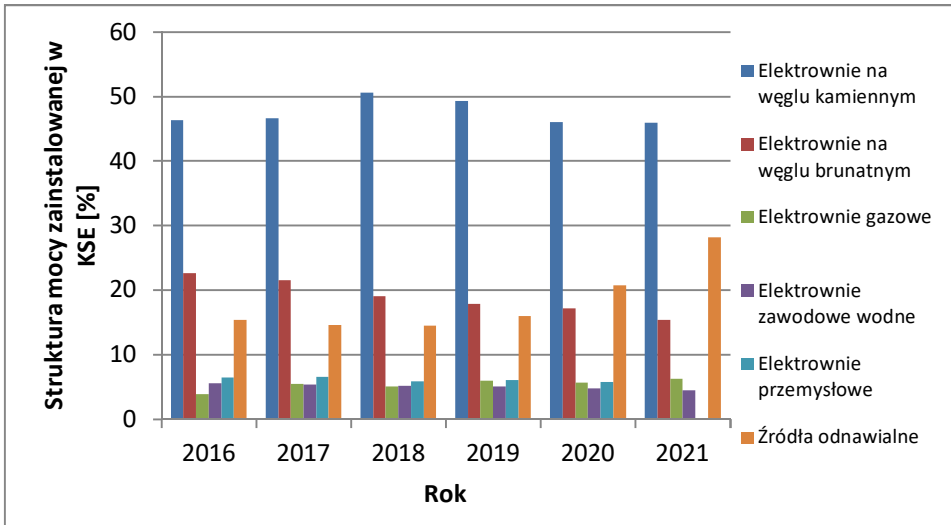
przejsiową pomiędzy paliwami węglowymi a źródłami opartymi na OZE. W 2021 roku PSE przestało wyszczególniać w swoich raportach elektrownie przemysłowe, przenosząc je do odpowiednich kategorii wg spalanego paliwa.



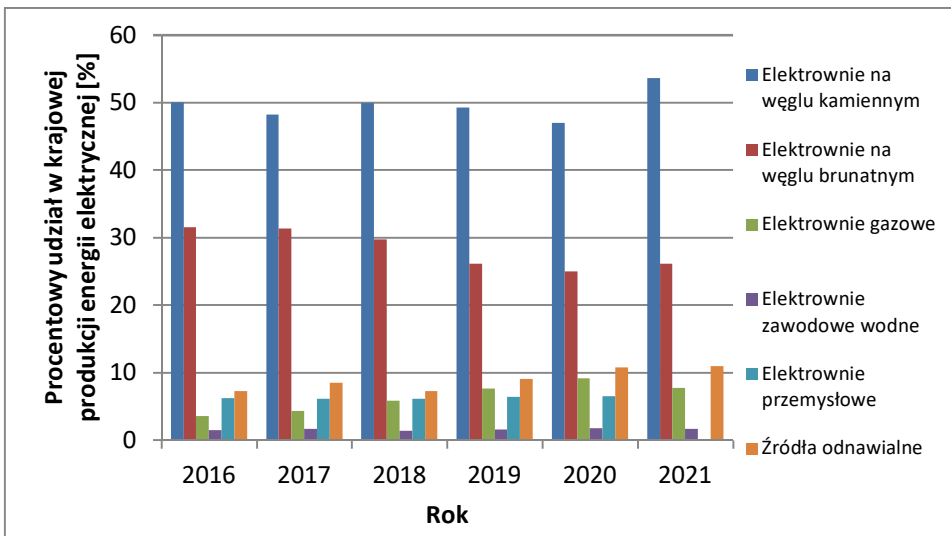
Rys. 1.8. Zmiany struktury mocy elektrycznej zainstalowanej w KSE w latach 2016-2021 (Raport 2016, Raport 2017, Raport 2018, Raport 2019, Raport 2020, Raport 2021)

Patrząc na udziały procentowe poszczególnych rodzajów elektrowni w KSE (rys. 1.9), można zaobserwować szczególnie znaczący wzrost udziału OZE innych niż elektrownie wodne, które osiągnęły ponad 28% udziału kosztem głównie elektrowni na węgiel brunatny, których udział w 2021 roku wynosił około 15%. Także udział elektrowni na węgiel kamienny zmniejszył się do poniżej 46%.

Biorąc pod uwagę procentowy udział w produkcji energii elektrycznej (rys. 1.10), można zauważyć znaczący wzrost produkcji z elektrowni opalanych węglem kamiennym – z 50% w 2016 roku do 53,5% w 2021 roku. Spowodowane to było oddaniem do użytkowania ww. czterech dużych bloków o mocy około 1000 MW każdy, a także zmianą sposobu klasyfikowania źródeł wytwórczych przez PSE. Elektrownie opalane węglem brunatnym zmniejszyły produkcję energii i ich udział w produkcji energii elektrycznej spadł z 31% w 2016 roku do 26% w 2021 roku. Wzrost produkcji odnotowały elektrownie gazowe – z 3,5% w 2016 roku do 7,7% w 2021 roku. Największy wzrost produkcji był jednak w przypadku OZE innych niż elektrownie wodne. Wyniósł on prawie 4% i w 2021 roku sięgnął blisko 11%.



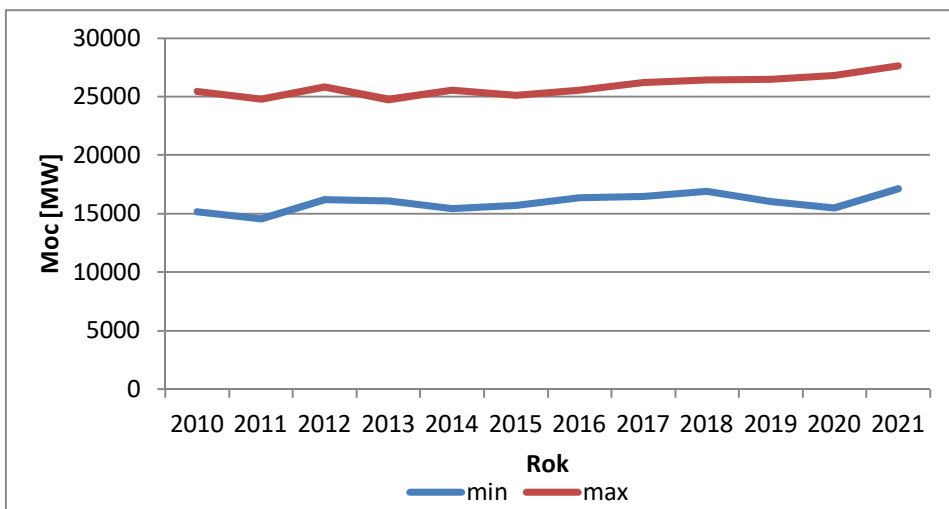
Rys. 1.9. Zmiany struktury mocy elektrycznej zainstalowanej w KSE w latach 2016-2021 (Raport 2016, Raport 2017, Raport 2018, Raport 2019, Raport 2020, Raport 2021)



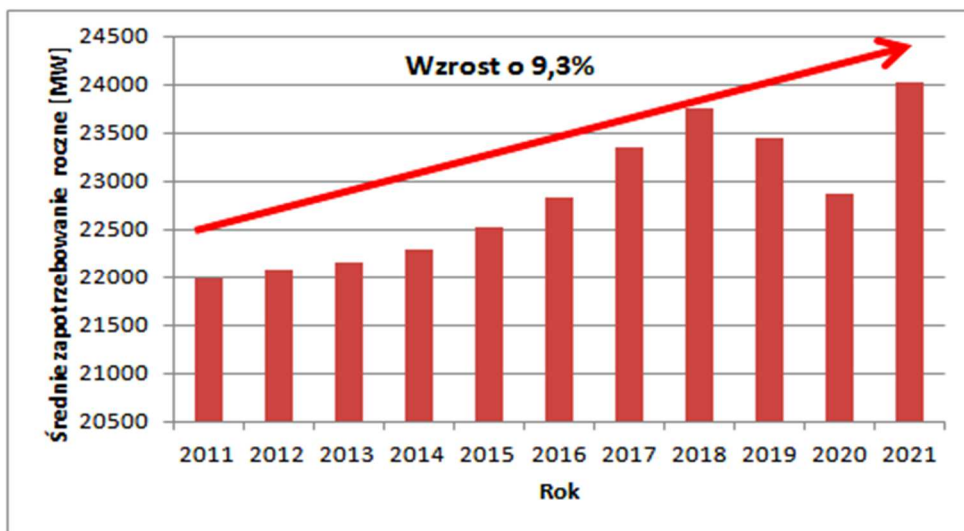
Rys. 1.10. Procentowa zmiana udziału w krajowej produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych elektrowni w latach 2016-2021 (Raport 2016, Raport 2017, Raport 2018, Raport 2019, Raport 2020, Raport 2021)

Na rysunku 1.11 przedstawiono zmiany zapotrzebowania na moc dla dnia o maksymalnym i minimalnym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w latach 2010-2021. W 2016 roku maksymalne zapotrzebowanie wynosiło około 25 500 MW, natomiast w 2021 roku zapotrzebowanie to wynosiło już około 27 600 MW. Oznacza to wzrost w ciągu 5 lat o blisko 8%. W tym okresie rosło również minimalne zapotrzebowanie –

w 2016 roku wynosiło ono około 15 200 MW, natomiast w 2021 roku było już na poziomie 17 100 MW, czyli wzrost wyniósł 12,8%. Tak wysoki wzrost minimalnego zapotrzebowanie spowodowany był przede wszystkim rosnącą popularnością urządzeń klimatyzacyjnych, pomp ciepła oraz użytkowaniem samochodów elektrycznych.



Rys. 1.11. Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną dla dnia o maksymalnym i minimalnym zapotrzebowaniu w latach 2016-2021 (Raport 2016, Raport 2017, Raport 2018, Raport 2019, Raport 2020, Raport 2021)



Rys. 1.12. Krajowe średnie zapotrzebowanie na energię elektryczną rocznie w latach 2011-2021 (Raport 2010, Raport 2016, Raport 2017, Raport 2018, Raport 2019, Raport 2020, Raport 2021)

W latach 2016-2021 średni wzrost zapotrzebowania na moc nie był tak wysoki jak w latach poprzednich i wynosił 9,3% (rys. 1.12). Maksymalne zapotrzebowanie odnotowano 12 lutego 2021 roku – 27 617 MW, natomiast najniższe było 31 grudnia – 15 043 MW.

1.4. Przyszłość

Według Polskiej Polityki Energetycznej (PEP), do 2040 roku paliwa węglowe mają być stopniowo zastępowane OZE, przede wszystkim morską i lądową energetyką wiatrową, fotowoltaiką oraz energetyką jądrową. Energetyka jądrowa ma być podstawą systemu elektroenergetycznego, do 2040 roku planowane jest uruchomienie elektrowni o mocy 6 GW. Podstawą OZE ma być fotowoltaika, której moc ma wzrosnąć do 20 GW, oraz energetyka wiatrowa o mocy około 11 GW. Ponadto pozostałe paliwa odnawialne, takie jak biomasa, biogaz, oraz energetyka wodna mają zapewnić około 5 GW mocy. Uzupelnieniem mają być źródła gazowe o mocy około 15 GW oraz energetyka węglowa o mocy około 13 GW. Razem ma to zapewnić około 70 GW mocy przy produkcji około 240 TWh. Oczywiście raport PEP to tylko założenia, natomiast rzeczywistość wygląda nieco inaczej. Przykładowo, już w czerwcu 2022 roku moc instalacji fotowoltaicznych przekroczyła 10 000 MW, co stanowi połowę celu przewidzianego do 2040 roku. Również planowane 6 GW mocy z elektrowni jądrowych może być trudne do osiągnięcia, ponieważ do tej pory nie wybrano dostawcy technologii, a w przypadku tak skomplikowanej inwestycji opóźnienia sięgające kilku lat to niestety norma. Pomimo tych trudności do rosyjskiego ataku na Ukrainę przyszłość polskiej energetyki wydawała się przewidywalna. Obecnie zapewnienie wystarczających ilości gazu ziemnego dla wszystkich odbiorców może się okazać problematyczne. Z tego powodu mówi się o czasowym powrocie do spalania węgla, zawieszeniu na jakiś czas ETS-u i w ten sposób zmniejszeniu uzależnienia Europy od rosyjskiego gazu.

Podziękowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

Raport 2010 KSE (www.pse.pl), data dostępu: 10.09.2022.

Raport 2011 KSE (www.pse.pl), data dostępu: 10.09.2022.

Raport 2012 KSE (www.pse.pl), data dostępu: 10.09.2022.

Raport 2013 KSE (www.pse.pl), data dostępu: 10.09.2022.

Raport 2014 KSE (www.pse.pl), data dostępu: 10.09.2022.

Raport 2015 KSE (www.pse.pl), data dostępu 10.09.2022.
Raport 2016 KSE (www.pse.pl), data dostępu 10.09.2022.
Raport 2017 KSE (www.pse.pl), data dostępu 10.09.2022.
Raport 2018 KSE (www.pse.pl), data dostępu 10.09.2022.
Raport 2019 KSE (www.pse.pl), data dostępu 10.09.2022.
Raport 2020 KSE (www.pse.pl), data dostępu 10.09.2022.
Raport 2021 KSE (www.pse.pl), data dostępu 10.09.2022.
PEP 2040 – Polityka Energetyczna Polski do roku 2040, Ministerstwo Klimatu i Środowiska,
Warszawa 2021.

CHANGE OF THE POLISH MIX ENERGY OVER THE PAST 20 YEARS

Abstract: The chapter presents the changes which the Polish energy mix underwent in the years 2010-2021. The structure of the installed capacity in the NPS, the percentage share of individual fuels in the national electricity production, and the national average annual demand for electricity are presented. It also analyzed how the Polish energy mix may look like in the near future.

Keywords: energy mix, energy production, energy security

2. Analiza użytkowania samochodów wodorowych – badanie globalne 2021

**Andrzej Kacprzak¹, Renata Włodarczyk¹, Łukasz Woźniak²
Michał Wichliński¹**

¹Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

²Stowarzyszenie „Polska Grupa Transformacji Wodorowej”

Streszczenie: Skutki emisji zanieczyszczeń pochodzących z silników pojazdów napędzanych paliwami konwencjonalnymi spowodowały, że aktualnie na świecie zwraca się szczególną uwagę na źródła energii przyjazne dla środowiska. W rezultacie wiele krajów wprowadza alternatywne źródła energii, a wodór okazał się być wydajnym i praktycznym paliwem alternatywnym. W branży transportowej rozwój samochodów napędzanych wodorem ma na celu maksymalizację wykorzystania paliwa oraz znaczne zmniejszenie emisji i koncentracji gazów spalinowych. Bariery związane z brakiem infrastruktury umożliwiającej tankowanie wodoru sprawiają jednak, że samochody elektryczne pozostają dziś bardziej atrakcyjną opcją niż samochody wodorowe. Jak wynika z analiz, zainteresowanie elektromobilnością opartą na wodorze nieustannie wzrasta, ponieważ inwestycje w produkcję wodoru i infrastrukturę stacji tankowania tego paliwa ciągle rozwijają rynek. W niniejszej pracy przedstawiono wyniki badania ankietowego wśród 53 respondentów z całego świata, którzy są aktywnymi użytkownikami samochodów wodorowych. Wyniki badania pokazują rzeczywiste zalety i wady korzystania z samochodów wodorowych przez indywidualnych użytkowników oraz wskazują, jakie dalsze działania należy podejmować i wdrażać, aby technologia wodorowa w transporcie stała się powszechna i dostępna dla wszystkich.

Słowa kluczowe: ogniwo paliwowe, ogniwo wodorowe, samochody wodorowe, wodór

Wprowadzenie

Zwiększanie się liczby ludności świata i nadmierne wykorzystanie paliw kopalnych spowodowały w XXI wieku znaczny wzrost światowego zapotrzebowania na produkcję energii (Hosseini, Butler 2020). Światowe zużycie ropy stale rosło w ciągu ostatnich trzech dekad, osiągając wartość 4,25 miliarda ton w 2021 roku w porównaniu do 3,57 miliarda ton na przełomie wieków (Sönnichsen 2022). Jednak

ropa naftowa jest ograniczonym zasobem, który staje się coraz rzadszy i coraz droższy. Ze względu na swoją dostępność paliwa kopalne zaspokajają obecnie około 65% światowego zapotrzebowania na energię (Chang i in. 2019), a transport samochodowy, którego funkcjonowanie oparte jest na paliwach kopalnych, zużywa znaczną część tej energii. Do końca I kwartału 2022 roku na świecie jeździło ok. 1,45 mld pojazdów, z czego ok. 1,1 mld to samochody osobowe (Bonnici 2022). Przewiduje się, że do 2050 roku liczba tych samochodów przekroczy 2 miliardy (WBCSD 2004).

Spadek dostępności paliw kopalnych na światowych rynkach wielokrotnie doprowadzał do kryzysów paliwowych. Z drugiej strony silniki spalinowe będą nadal dominować w branży transportowej ze względu na swoją wysoką elastyczność. Jednakże zanieczyszczenia emitowane przez silniki spalinowe wpływają na środowisko naturalne i powodują poważne problemy, takie jak globalne ocieplenie, zanieczyszczenie atmosfery, kwaśne deszcze, problemy z oddychaniem (Ettefaghi i in. 2018). Podnoszenie jakości paliwa i sprawniejsze spalanie go w silnikach to jedno z wielu metod, które rozważano w celu rozwiązania powyższych problemów. W tym zakresie prowadzone są prace R&D dotyczące wykorzystania odnawialnych i zrównoważonych paliw alternatywnych oraz związane z poprawą efektywności energetycznej silników (Ali i in. 2015; Awad i in. 2017; Yasin i in. 2017).

Jedną z najbardziej obiecujących możliwości zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na energię jest wodór (Hosseini i in. 2015). Wodór jest przyjazny dla środowiska, gdy jest produkowany ze źródeł odnawialnych w zrównoważonym i wydajnym procesie (Safari, Dincer 2020) – tzw. „zielony wodór”. W porównaniu do paliw węglowodorowych, takich jak gaz ziemny, benzyna i olej napędowy, wykorzystanie wodoru jako paliwa w silnikach spalinowych może poprawić sprawność konwersji przy jednoczesnym zmniejszeniu emisji dwutlenku węgla. Kluczową korzyścią płynącą z wykorzystania wodoru w transporcie jest to, że zwiększa on naszą zależność od źródeł odnawialnych, jednocześnie zmniejszając zużycie nieodnawialnych paliw kopalnych (Shivaprasad i in. 2012).

Wodór posiada szczególne właściwości w porównaniu do paliw konwencjonalnych. Charakteryzuje się trzykrotnie wyższą wartością opałową niż benzyna oraz generuje znacznie mniej zanieczyszczeń podczas spalania zarówno w silnikach spalinowych, jak i w ogniwach paliwowych, co jest jedną z głównych wad paliw kopalnych (Fayaz i in. 2012). Jedną z głównych zalet wodoru jest to, że jest on paliwem przyjaznym dla środowiska, ponieważ wykorzystywany w ogniwie paliwowym wytwarza wyłącznie czyste H_2O . W porównaniu z paliwami kopalnymi wodór, pierwiastek występujący w największej ilości na naszej planecie, cechuje się najwyższą wartością opałową i ciepłem spalania oraz posiada wyższą gęstość energii (w odniesieniu do masy) (Balat, Balat 2010). Wodór można pozyskiwać z wielu

różnych źródeł, co również stanowi istotną zaletę tego paliwa (Katikaneni i in. 2014; Osman i in. 2022).

Samochody zasilane wodorowymi ogniwami paliwowymi (ang. FCEV – Fuel Cell Electric Vehicles) były kilkakrotnie w centrum uwagi przemysłu motoryzacyjnego, ale technologia ta od początku była uważana za technologię dalekiej przyszłości. Z tego powodu, choć od skonstruowania pierwszego pojazdu zasilanego ogniwami w 1966 roku minęło sporo czasu, samochody te dalej nie zyskały tak dużej popularności jak samochody elektryczne z akumulatorami (ang. EV/BEV – Electric Vehicles/Battery Electric Vehicles) czy pojazdy hybrydowe (ang. HEV – Hybrid Electric Vehicles). Jednak największe koncerny samochodowe (Toyota, Hunday, Honda, BMW itp.) ciągle pracują nad rozwojem technologii ogniw paliwowych w samochodach. W niektórych państwach takie samochody można już od wielu lat kupić bezpośrednio u producenta.

Problemem w upowszechnianiu samochodów zasilanych ogniwami paliwowymi jest stosunkowo słabo rozbudowana infrastruktura tankowania wodoru. W Polsce obecnie nie ma stacji do tankowania „wodoru zielonego” (produkowanego z odnawialnych źródeł energii). Planowana jest budowa stacji tankowania „wodoru szarego” (produkowanego w procesie konwersji gazu ziemnego) (PKN Orlen 2022). Budowa takich stacji jest bardzo kosztowna, a zwrot inwestycji trudny do przewidzenia ze względu na wciąż niewielki odsetek pojazdów FCEV. Zbiorniki, w których przechowywany i transportowany jest wodór, muszą spełniać wiele warunków bezpieczeństwa ze względu na bardzo wysokie ciśnienie oraz fakt, że wodór poprzez swoją niską gęstość jest bardzo lotnym związkiem, który potrafi przenikać przez większość materiałów. W Niemczech, gdzie jest najwięcej stacji tankowania wodoru w Europie, samochody z ogniwami paliwowymi są popularne i wykorzystywane m.in. w transporcie miejskim jako taksówki.

W niniejszej pracy przedstawiono wyniki analizy badania ankietowego przeprowadzonego wśród 53 respondentów z całego świata, którzy są aktywnymi użytkownikami samochodów wodorowych FCEV. Wyniki badania pokazują rzeczywiste zalety i wady korzystania z samochodów wodorowych przez zwykłych użytkowników w różnych rejonach świata oraz wskazują, jakie dalsze działania należy podejmować i wdrażać, aby technologia wodorowa w transporcie stała się powszechna i dostępna dla wszystkich.

2.1. Metodyka badawcza

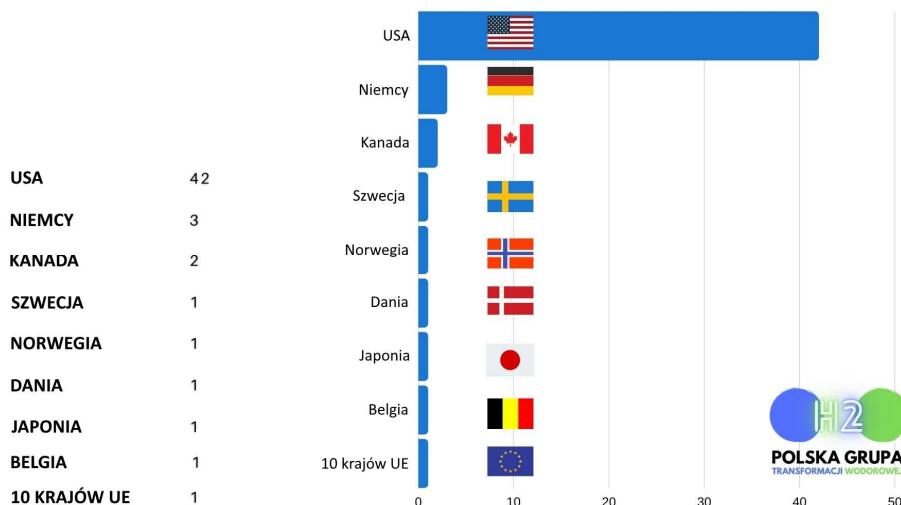
Na początku 2021 r. Stowarzyszenie „Polska Grupa Transformacji Wodorowej” (PGTW) przeprowadziło wśród właścicieli samochodów FCEV badanie w postaci ankiety zawierającej 20 pytań, z których jedno dotyczyło państwa (lokalizacji),

w którym używany jest pojazd wodorowy, a dwa pytania były otwarte i dotyczyły pozytywów i negatywów, jakie ankietowany zaobserwował podczas użytkowania. Ankietę skierowano do osób będących członkami międzynarodowych grup, takich jak: Toyota Mirai Owners, Hydrogen Car Owners czy Hyundai Nexo Owners oraz podobnych skupiających użytkowników samochodów FCEV. Łącznie w badaniu wzięło udział 53 respondentów z całego świata. W kolejnym punkcie przedstawiono wybrane wyniki uzyskane w trakcie badania ankietowego.

2.2. Analiza wyników badania ankietowego

2.2.1. Charakterystyka badanej próby

Wśród 53 respondentów z całego świata, którzy wzięli udział w badaniu, aż 79% (42 ankiety) pochodziło ze Stanów Zjednoczonych, w tym głównie z Kalifornii (rys. 2.1). Wynika to prawdopodobnie z tego, że w grupach, do których kierowano prośby o udział w badaniu, sporą część procentową stanowią użytkownicy z Kalifornii. Istnieje też prawdopodobieństwo, iż wrodzona otwartość ludzi z USA w porównaniu do krajów europejskich pozwoliła na podzielnie się wiedzą, także świadomość ekologiczna mieszkańców Kalifornii mogła mieć znaczący wpływ na liczbę wypełnionych ankiet przez użytkowników z tamtego regionu. Mieszkańców krajów europejskich charakteryzuje większa powściągliwość w dzieleniu się wiedzą i doświadczeniami.



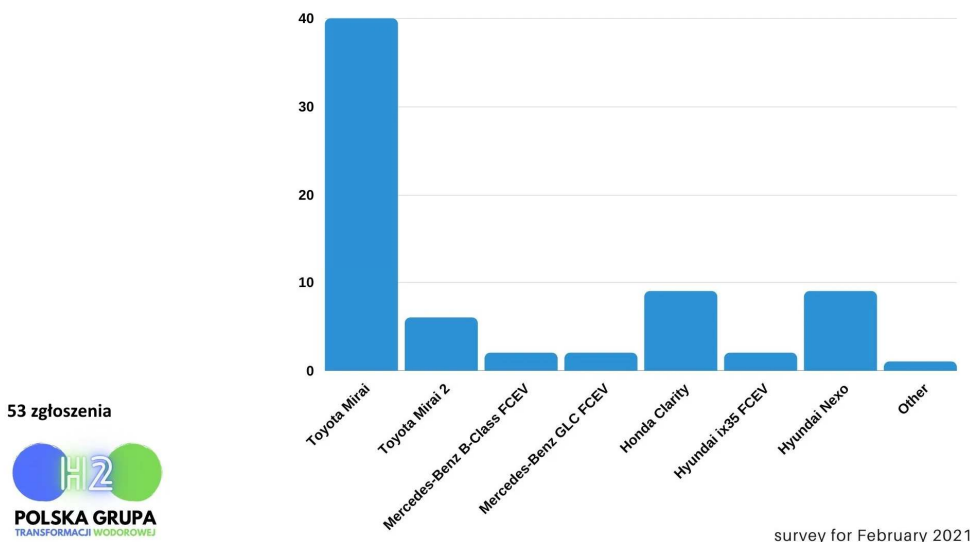
Rys. 2.1. Liczba uczestników i kraj ich pochodzenia (opracowanie własne)

Trzy opinie pochodziły z Niemiec, dwie z Kanady, jedna z Japonii, po jednej z kilku państw Unii Europejskiej oraz jedna od osoby, która zajmuje się testowaniem

samochodów FCEV oraz objeżdżaniem najdłuższych odcinków między stacjami w różnych państwach UE. Zatem wyniki wskazane przez tego ankietowanego zostały sklasyfikowane jako 10 państw Unii, w których korzystał z infrastruktury i samochodów wodorowych (rys. 2.1).

2.2.2. Rodzaj użytkowanych samochodów FCEV

Wyniki ankiety wskazują, że najpopularniejszym samochodem wodorowym jest toyota mirai pierwszej generacji (75% wszystkich modeli samochodów FCEV ujętych w badaniu), który równocześnie jest najpopularniejszym samochodem FCEV w USA. Na rysunku 2.2 przedstawiono liczbę poszczególnych modeli samochodów wodorowych zgłoszonych przez uczestników badania. Dane były zbierane na początku 2021 r., co jest okresem tożsamym z wchodzeniem na rynek drugiej generacji mirai, która w tym czasie nie była jeszcze rozpowszechnionym modelem, jednakże ten samochód również pojawił się jako jeden z modeli wskazywanych przez uczestników badania (11%). Na drugim miejscu znalazły się honda clarity (17%) oraz hyundai nexo (9%). Ponadto wśród modeli, które były użytkowane przez ankietowanych, pojawiły się również mercedes-benz B-Class FCEV, mercedes-benz GLC FCEV oraz hyundai ix35 FCEV. Należy w tym miejscu zaznaczyć, że część z użytkowników samochodów FCEV wskazała w ankiecie, że jest/była użytkownikiem kilku modeli samochodów wodorowych.



Rys. 2.2. Liczba poszczególnych modeli samochodów wodorowych zgłoszonych przez uczestników badania (opracowanie własne)

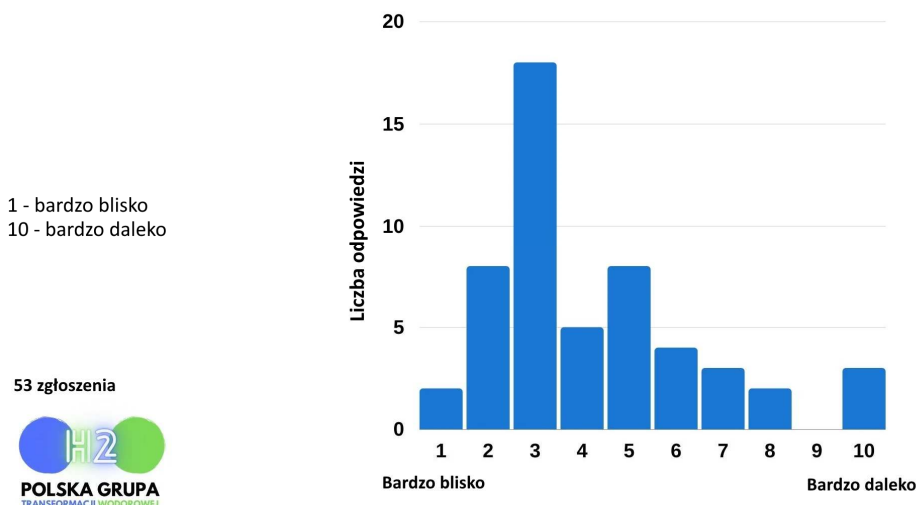
Wyniki ankiety wskazywały również, że 9 na 10 respondentów użytkowało samochód wodorowy jako auto prywatne. Daje to pewien pogląd na koszty i ogólne zadowolenie z korzystania z tego typu auta, gdyż specyfika użytkowania samochodu służbowego oraz kalkulacja jego opłacalności jest inna niż w przypadku prywatnego zakupu.

2.2.3. Okres użytkowania samochodu FCEV

Wśród badanych w tej kategorii znalazło się 41,5% użytkowników z ponad 3-letnim doświadczeniem w użytkowaniu samochodu na wodór. 26,4% to użytkownicy, którzy posiadają takie auto dłużej niż rok, ale krócej niż 3 lata, a 32,1% to kierowcy użytkujący samochód FCEV mniej niż rok. Reasumując, 67,9% badanych to kierowcy, którzy mają już ponad roczne doświadczenie w użytkowaniu samochodu wodorowego.

2.2.4. Odległość do najbliższej stacji tankowania wodoru

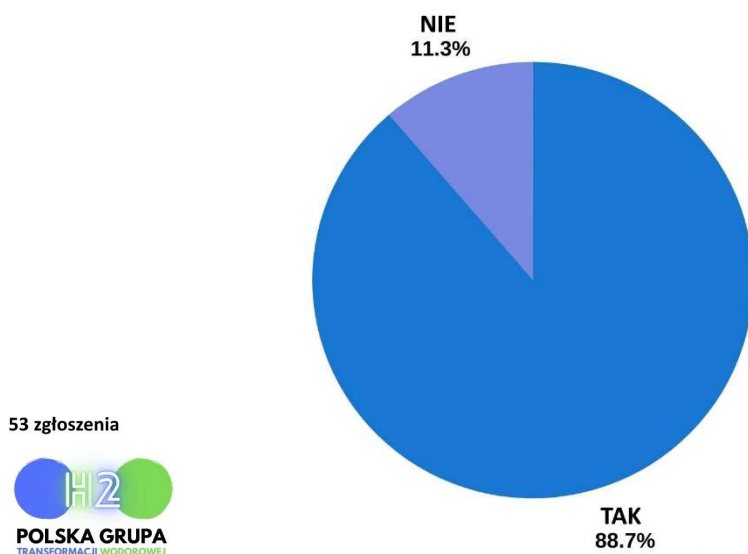
Kolejne pytanie dotyczyło kwestii odległości miejsca, w którym użytkownicy parkują swój pojazd od stacji wodorowej. Użyto tu oceny względnej, a opinie były rozłożone (rys. 2.3). Generalnie, większość odpowiedzi wskazywała, że parking znajduje się względnie blisko stacji. Należy pamiętać, że w Kalifornii jest stosunkowo dużo aut wodorowych w przeliczeniu na dostępne stacje, podczas gdy np. w Niemczech jest spora liczba stacji w przeliczeniu na liczbę pojazdów wodorowych.



Rys. 2.3. Ocena odległości stacji tankowania wodoru od miejsca parkowania samochodu FCEV (opracowanie własne)

2.2.5. Sposób użytkowania samochodu

Jedno z pytań ankietowych dotyczyło sposobu użytkowania posiadanego samochodu. Aż 88,7% respondentów wskazało samochód wodorowy jako auto do codziennego użytku (rys. 2.4). Oczywiście, na dzień dzisiejszy występują ograniczenia w komunikacji na dłuższe odległości przez brak infrastruktury, ale fakt, iż tak duża część respondentów używa na co dzień auta na wodór wskazuje, że w miejscach, gdzie znajduje się infrastruktura tankowania wodoru, można korzystać z samochodu FCEV, podobnie jak z samochodu napędzanego paliwami kopalnymi.

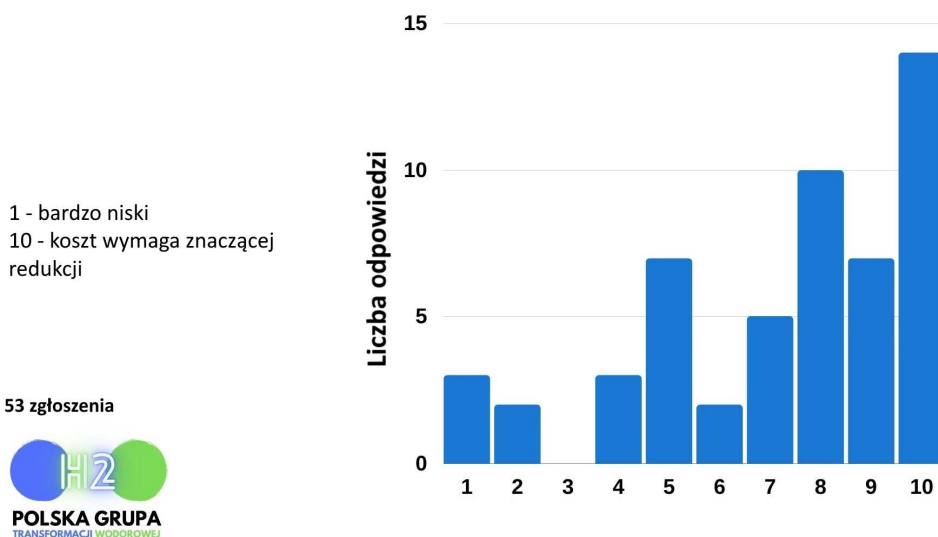


Rys. 2.4. Sposób użytkowania samochodu FCEV (opracowanie własne)

2.2.6. Ocena kosztów tankowania wodorem

W kolejnym pytaniu poddano subiektywnej ocenie koszt wodoru jako paliwa w przeliczeniu na przejechany dystans, czyli ilość przejechanych kilometrów. Z analizy odpowiedzi zamieszczonych na rysunku 2.5 wyraźnie widać, że opinie są podzielone, ale znacząca liczba użytkowników uznała, że koszt wymaga redukcji. Kilka kwestii może wpłynąć na taką ocenę. Jedną z nich to fakt, że technologia jest we wczesnej fazie implementacji, w związku z czym nie występuje jeszcze zadowalający efekt skali, by mógł wpływać na cenę paliwa wodorowego. Jeden z uczestników ankiety przedstawiał również paragon otrzymany po zatankowaniu wodoru na stacji Air Products Beverly Blv (USA) w dniu 21 stycznia 2021 roku. Zgodnie z nim

1 kg wodoru kosztował 16,99 dolara amerykańskiego. Jak podaje amerykańska Energy Information Administration (EIA 2021), w tym okresie cena benzyny w Kalifornii wynosiła średnio 3,24 USD za galon, tj. 0,85 dolara za litr. Jest to więc rozwiązanie znacznie droższe niż benzyna, ale dotyczy to specyfiki USA i relatywnie niskich cen benzyny w tym kraju i dość wysokich cen wodoru. Natomiast w połowie lutego 2021 roku w Kalifornii w Sunnyvale Saratoga Road w Sunnyvale otwarto kolejną stację tankowania wodoru, gdzie w dniu otwarcia 1 kg H₂ kosztował 13,08 USD, co jest znaczną różnicą i pokazuje, jakie są możliwości redukcji kosztów paliwa wodorowego.

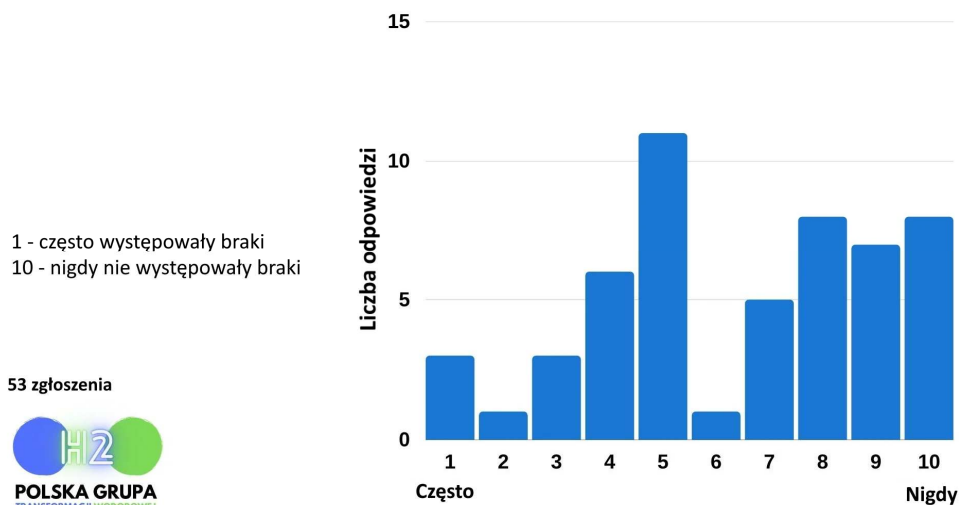


Rys. 2.5. Ocena kosztów tankowania wodorem (opracowanie własne)

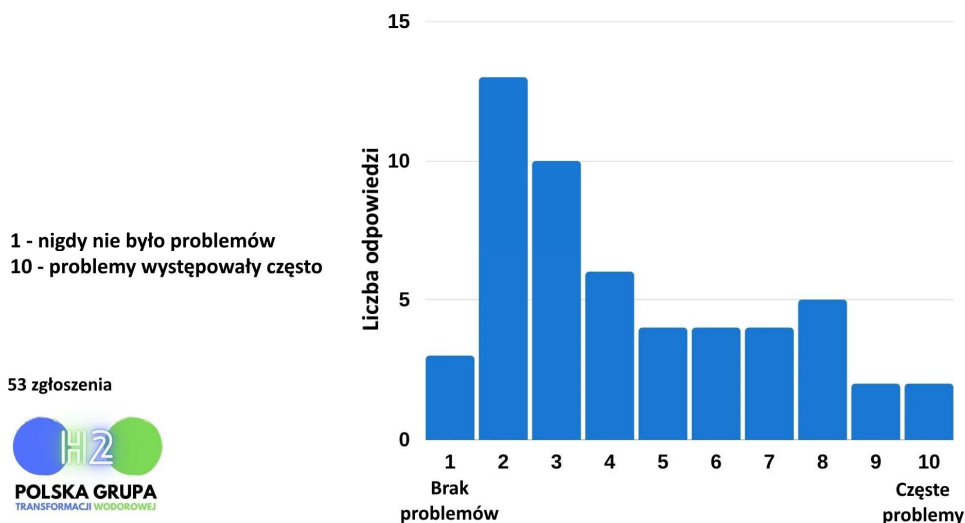
2.2.7. Ocena dostępności paliwa wodorowego oraz niezawodności stacji tankowania

Kolejne pytanie dotyczyło funkcjonowania samej infrastruktury tankowania wodoru, a dokładnie dostępności paliwa wodorowego na stacji. Analiza odpowiedzi zamieszczonych na rysunku 2.6 wskazuje, że istotnym problemem, szczególnie w USA, gdzie jest nadwyżka pojazdów FCEV w stosunku do ilości stacji tankowania, są braki w dostępności wodoru na stacjach. Są użytkownicy, którzy z takim problemem się nie spotkali, ale generalnie te problemy występują. Dlatego powszechną praktyką jest sprawdzanie przez kierowców (przez specjalną aplikację), czy na danej stacji jest dostępny wodór, co często zmusza użytkowników do wcześniejszego planowania swojej trasy.

Kolejne pytanie dotyczyło niezawodności samej infrastruktury stacji tankowania wodoru. Biorąc pod uwagę opinię użytkowników (rys. 2.7), należy ocenić, że takie sytuacje mają miejsce, ale, biorąc pod uwagę stopień zaawansowania technologii, ocena respondentów jest w dużej mierze pozytywna.



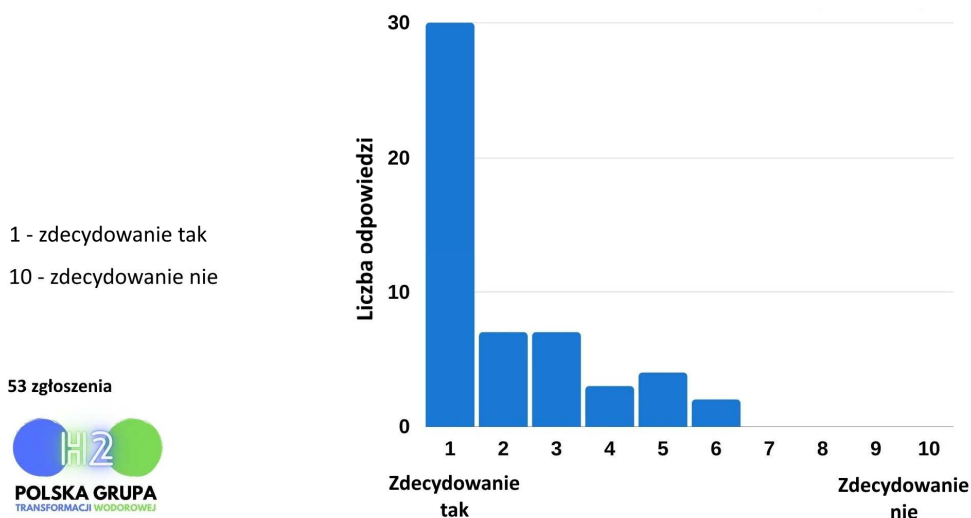
Rys. 2.6. Ocena dostępności paliwa wodorowego na stacjach tankowania (opracowanie własne)



Rys. 2.7. Ocena niezawodności infrastruktury stacji tankowania wodoru (opracowanie własne)

2.2.8. Ocena konieczności budowania kolejnych stacji tankowania wodoru

Jak wynika z analizy odpowiedzi zamieszczonych na rysunku 2.8, zdecydowana większość respondentów chciałaby, aby w ich okolicy otwierano w przyszłości kolejne punkty tankowania wodoru. Jest to bardzo istotna wiadomość z punktu widzenia tego, jakie środki ostrożności muszą być zrealizowane, żeby bezpiecznie tankować wysoce dyfuzyjne i niebezpieczne paliwo, jakim jest wodor (IEA 2022).

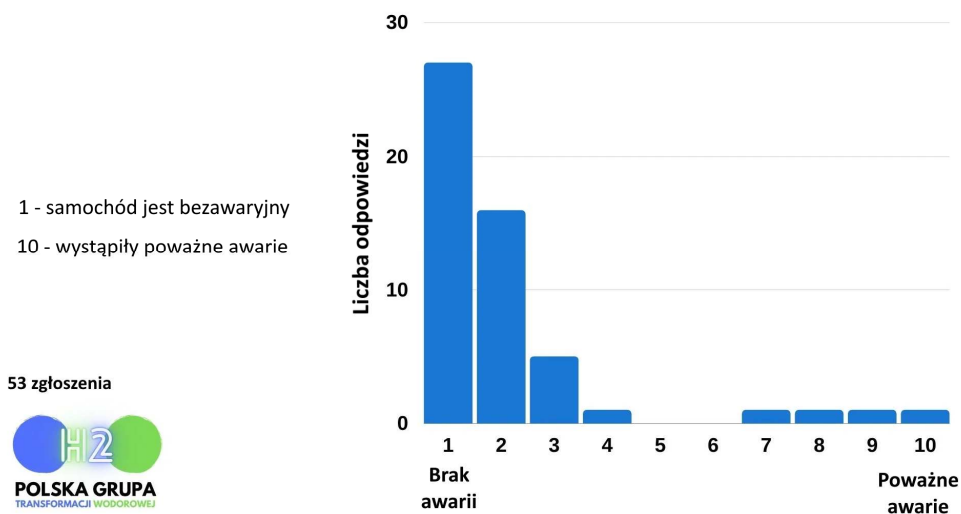


Rys. 2.8. Ocena konieczności budowania kolejnych stacji tankowania wodoru (opracowanie własne)

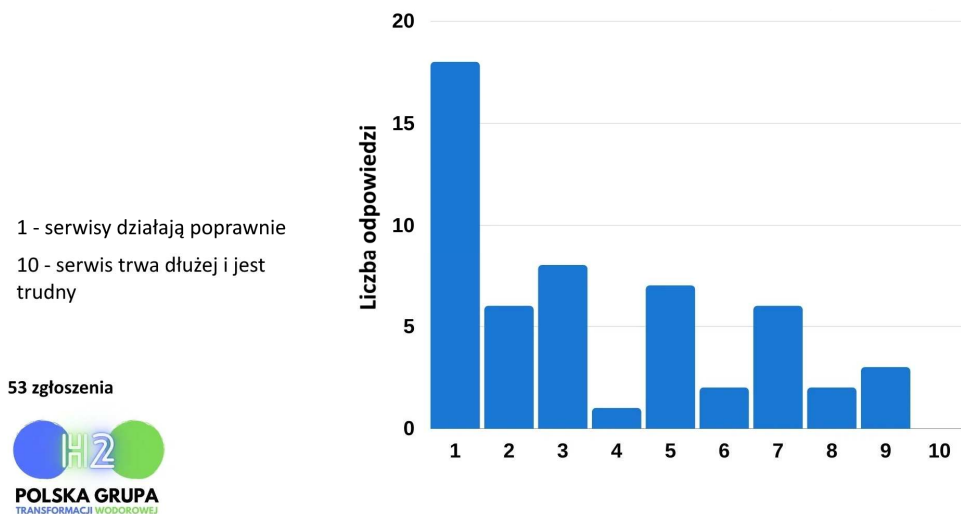
2.2.9. Ocena awaryjności samochodu FCEV

Kolejną istotną kwestią jest sam pojazd i jego bezawaryjność. Jak wiadomo, marki, które podjęły się konstruowania aut wodorowych, są postrzegane na rynku jako firmy oferujące rozwiązania niezawodne. Niemniej jednak, zawsze rozwiązania nowe generują dużą niepewność co do niezawodności technologicznej. Większość ankietowanych używa aut od ponad roku i więcej niż połowa (51%) nie miała nigdy żadnej awarii (rys. 2.9). Jednostkowe przypadki wskazywały na pewne niedogodności, lecz w pytaniu nie zawarto rodzajów usterek, więc należy uznać, że w pierwszych latach użytkowania samochody nie sprawiają kłopotów zmuszających do regularnych zwrotów do serwisów. Natomiast, gdy już taki samochód trafi do serwisu z przyczyn eksploatacyjnych, przeglądowych lub awarii, użytkownicy w znacznej większości (60% odpowiedzi 1+2+3) uważają, że serwisy działają

sprawnie (rys. 2.10). Zdarzają się pewne wydłużenia w obsłudze, ale może to wynikać z danego serwisu, państwa użytkownika lub charakteru i powodu odwiedzenia punktu serwisowego.



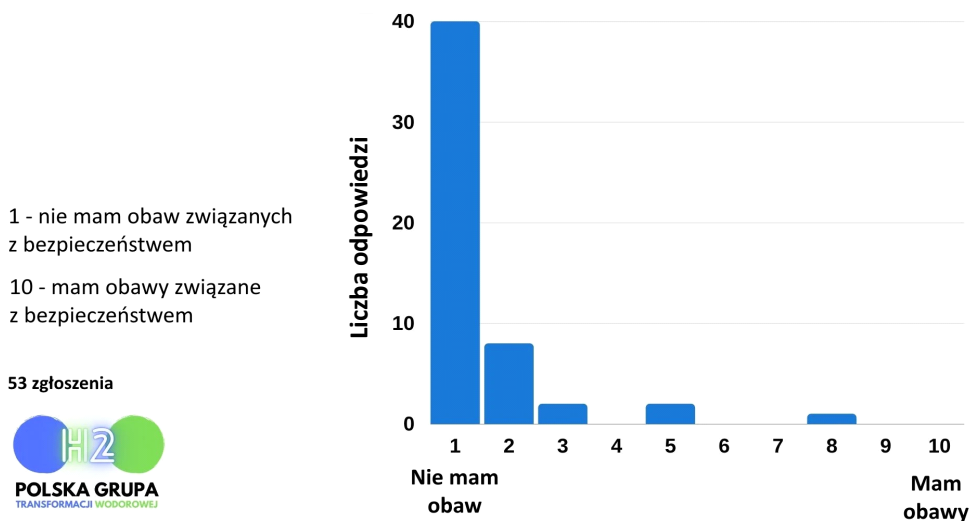
Rys. 2.9. Ocena awaryjności samochodu FCEV (opracowanie własne)



Rys. 2.10. Ocena funkcjonowania serwisów samochodów FCEV (opracowanie własne)

2.2.10. Ocena bezpieczeństwa użytkowania samochodu FCEV i bezpieczeństwa tankowania wodoru

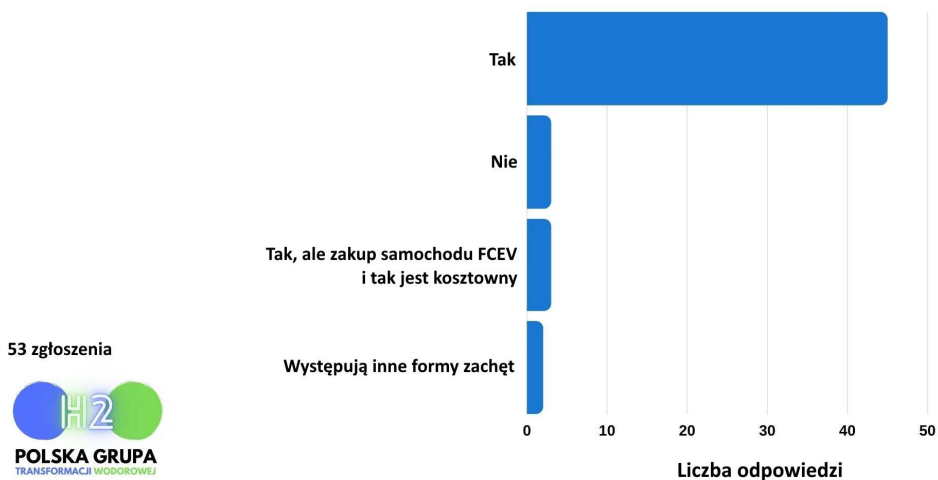
Kolejną bardzo istotną kwestią jest bezpieczeństwo użytkowania samochodów FCEV oraz samego procesu tankowania wodoru. W tej kwestii respondenci nie mieli praktycznie wątpliwości i ocenili bezpieczeństwo użytkowania bardzo wysoko – aż 75% odpowiedzi brzmiało: „Nie mam obaw” (rys. 2.11).



Rys. 2.11. Ocena bezpieczeństwa użytkowania samochodu FCEV i procesu tankowania wodoru (opracowanie własne)

2.2.11. Ocena wsparcia finansowego ze strony rządu na zakup samochodu wodorowego

Kolejne pytanie dotyczyło wsparcia zachęcającego do kupna samochodu wodorowego. Jak wskazują odpowiedzi zamieszczone na rysunku 2.12, aż 85% ankietowanych stwierdziło, że w ich rejonie/kraju istnieje wsparcie finansowe pomagające w zakupie auta wodorowego. Należy tu przypomnieć, że 79% uczestników badania to osoby zamieszkujące Stany Zjednoczone, gdzie nabywanie takich pojazdów wiąże się z możliwością korzystania z wielu ułatwień wprowadzonych przez władze stanowe. Widać więc, że tam, gdzie istnieją formy wspierania zakupu samochodów FCEV przez instytucje rządowe, tam wzrasta liczba chętnych do nabycia takiego auta (pomijając oczywiście kwestie infrastruktury tankowania wodoru).



Rys. 2.12. Ocena wsparcia finansowego ze strony rządu na zakup samochodu wodorowego (opracowanie własne)

2.2.12. Ocena wad i zalet korzystania z samochodów FCEV oraz infrastruktury wodorowej

W ankiecie znajdowały się również dwa pytania dotyczące wyrażenia własnej opinii użytkowników na temat przewag (zalet) i problemów (wad) aut FCEV oraz infrastruktury wodorowej. Odpowiedzi uczestników ankiety dotyczące zalet zamieszczono na rysunkach 2.13 i 2.14, natomiast te dotyczące wad na rysunkach 2.15 i 2.16.

Analizując odpowiedzi respondentów, można zauważyć, że wiele z nich się powtarza. Jeśli chodzi o zalety, to ankietowani doceniali niską emisję, długi zasięg, krótki czas tankowania, radość z jazdy, brak dużej i ciężkiej baterii jako korzyść środowiskowa, przyspieszenie, budowanie właściwych nawyków, możliwość jazdy pasem wydzielonym i inne.

Jeśli chodzi o główne wady, użytkownicy samochodów wodorowych wymieniają w szczególności ograniczoną infrastrukturę wodorową, która zmniejsza długość trasy, jaką kierowca może pokonać na jednym tankowaniu, a także konieczność dostosowania się do tych miejsc podróży, gdzie znajduje się stacja do tankowania wodoru. Należy jednak zauważyć, że, biorąc pod uwagę odległości w USA, stwierdzenie „daleko” to jest odległość np. kilku stanów, zatem taka podróż oznacza wielokrotne tankowanie do pełna, podczas gdy np. w Holandii „daleko” może oznaczać już 50 km, gdyż cały kraj zmieściłby się na małej części stanu Kalifornia. Kolejną wadą jest aktualna cena wodoru, której nie rekompensuje nawet bonifikata na darmowy wodór wliczona w cenę auta (dotyczy USA). Ponadto ankietowani

wskazują, że sama cena pojazdu jest wysoka. Ciekawym spostrzeżeniem jest również niski poziom edukacji społecznej dotyczącej bezpieczeństwa technologii wodorowych.

Część 1/2

"Radość z jazdy, nie emituje zanieczyszczeń, radość ze wspierania powstających technologii."

"Tylko 5 minut tankowania, aby móc przejechać 250 mil do następnego tankowania."

"Krótkie postoje na tankowanie, długi zasięg i podróże elektrycznym pojazdem."



"Uwielbiam, kiedy nie kupuję zbyt często paliwa. Samochód Toyoty jest nadzwyczajny! Umożliwiło mi to pomaganie w opiece nad mamą, która mieszka godzinę drogi stąd, bez wydawania fortuny na benzynę. Uwielbiam też sposób szybkiego tankowania."

"Pozytywny wpływ na środowisko, szybkie tankowanie, bez ciężkich baterii, które mają również negatywny wpływ na środowisko."

"Dobry dla środowiska, korzyści z wykorzystania bezemisyjnego paliwa, czyste powietrze podczas jazdy

"- Brak emisji gazów cieplarnianych,
- Niewiele urządzeń wymagających konserwacji,
- Długi zasięg jazdy."

"Szybkie tankowanie, wygoda, czystość, może być taniej jeśli technologia będzie szeroko zaadoptowana."

"Zeroemisyjne, możliwość korzystania z pasa szybkiego ruchu."

"Duży zasięg, niskie koszty utrzymania, silnik elektryczny, szybkie i proste przyspieszenie, cicha jazda."

"Duży zasięg jazdy łącznie z szybkim tankowaniem paliwa."

"Szybkie tankowanie, przyjazny dla środowiska, alternatywa dla tych, którzy nie mogą ładować elektryków w domu."

"Samochód elektryczny, bez gazu, oleju, itp., niskie koszty utrzymania, paliwo transportowe wolne od paliw kopalnych."

"Duży zasięg, szybkie tankowanie, tylko nieznaczne zmniejszenie zasięgu zimą."

"Moje pieniądze wspierają ogólny przemysł H2 i skutkują mniejszą ilością odpadów z baterii."

"Zrównoważony rozwój dla obecnych rozwiązań transportowych."

Rys. 2.13. Ocena zalet korzystania z samochodów FCEV oraz infrastruktury wodorowej. Część 1 (opracowanie własne)

Część 2/2

"Bezemisyjny, możliwość korzystania z szybkiego pasa, nowa technologia."

"Fantastyczna jazda, świetne wnętrze, brak odorów wynikających z korzystania gazu czy oleju napędowego."

"Elektryk ale jeździ się jak po lodzie, można tankować nawet gdy jest mało paliwa."



"Bezemisyjny, szybkie tankowanie, długi zasięg."

"Zachęty ze strony producenta i rządu."

"Bezemisyjny, przyjemniejsze prowadzenie samochodu."

"Bezemisyjny, przyspiesza jak rakieta."

"Przyjazny dla środowiska! Cicha jazda..."

"Nie emituje CO2, przyjazny dla środowiska

"Przyjazny dla środowiska, obiecująca technologia."

"Bezemisyjny, możliwość korzystania z szybkiego pasa."

"Duży zasięg jazdy."

„Duży zasięg, łatwe i szybkie tankowanie.”

„Szybki, duży zasięg, bez zanieczyszczeń.”

„Szybkie tankowanie w porównaniu do ładowania elektryków.”

„Obniża negatywny wpływ na środowisko.”

„Lepszy dla środowiska.”

„Czysty i przyjazny dla środowiska.”

„Czyste powietrze, ekologiczny.”

Rys. 2.14. Ocena zalet korzystania z samochodów FCEV oraz infrastruktury wodorowej. Część 2 (opracowanie własne)

Część 1/2

„Ograniczenia związane z infrastrukturą wodorową.”

„Niewygodne jest odwiedzanie naszych krewnych na wsi. Bardzo przyjemnie prowadzi się Hondą Clarity tylko nasi krewni mieszkają zbyt daleko od stacji tankowania H2.”



„Braki w infrastrukturze stanowią niewygodę i brak możliwości podróżowania dalej.”

„Brak stacji tankowania, brak edukacji społeczeństwa uwzględniającego bezpieczeństwo wodorowe.”

„Obecnie nie ma wystarczająco blisko stacji tankowania paliwa, aby była możliwość wyjazdu poza Kalifornię.”

„Żadnych uwag do FCEV ale braki związane z niewystarczającą ilością stacji tankowania H2.”

„Nie ma możliwości wyjazdu do Palm Springs lub Vegas.”

„Brak możliwości wyjazdu poza strefę tankowania H2.”

„Jedyna możliwość podróżowania po Kalifornii, nie ma tyle stacji w Kalifornii, ile byśmy chcieli.”

„Wysoka cena i ograniczenia dostępności H2.”

„Cena, można zrobić dużo niższe pojazdy.”

„Infrastruktura i stały dostęp do H2.”

„Braki w infrastrukturze i niedobory wodoru.”

„Infrastruktura wodorowa ma przed sobą długą drogę.”

„Wodorowa infrastruktura.”

„Dostępność H2, wysoki koszt konserwacji.”

„Infrastruktura wodorowa, cena paliwa (w USA).”

Rys. 2.15. Ocena wad korzystania z samochodów FCEV oraz infrastruktury wodorowej. Część 1 (opracowanie własne)

Część 2/2

„Niewystarczające ilości dostępne H2, drogi.”

„Niezbyt dużo stacji tankowania.”



„Bardzo drogie paliwa na dzień dzisiejszy.”

„Koszty posiadania i paliwa.”

„Niedobory związane z ilością stacji tankowania.”

„Konieczność planowania tankowania.”

„Początkowe stadium tworzenia infrastruktury wodorowej.”

„Zbyt cichy .”

„Obecna cena wodoru.”

Rys. 2.16. Ocena wad korzystania z samochodów FCEV oraz infrastruktury wodorowej. Część 2 (opracowanie własne)

Podsumowanie

Analiza oparta na odpowiedziach respondentów, w szczególności ze Stanów Zjednoczonych, odpowiada na ważne pytania dotyczące perspektyw rozwoju

technologii wodorowych. Idea wykorzystania wodoru opiera się na ściśle powiązanych ze sobą elementach tworzących tzw. ekonomię wodoru: produkcja paliwa, transport paliwa, magazynowanie oraz wykorzystanie wodoru w gospodarce na cele energetyczne i/lub transportowe. W ramach inicjatywy IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy) państwa członkowskie mają możliwość wymiany informacji między partnerami, pozwalającej na wdrażanie skutecznych i wydajnych międzynarodowych badań oraz innych działań związanych z rozwojem technologii wodorowych i ogniw paliwowych. Głównym celem prowadzonych działań w ramach tej inicjatywy jest przyspieszenie rozwoju i wdrażania technologii wodorowych, w tym umożliwienie globalnego bezpieczeństwa energetycznego, a także uzyskanie korzyści środowiskowych i ekonomicznych związanych z rozwojem innowacyjnych technologii opartych o wodór i ogniwa paliwowe.

Niezależnie od prowadzonych działań międzynarodowych należy w szczególności brać pod uwagę ocenę samych użytkowników samochodów wodorowych. Jak wynika z przeprowadzonej analizy, aby w szerokim zakresie zaimplementować wodór jako paliwo bezemisyjne, konieczne jest rozwiązanie ważnych kwestii, tj.:

- budowy odpowiedniej infrastruktury (sieci) stacji tankowania wodoru,
- konkurencyjnej cena paliwa wodorowego,
- wprowadzenia wsparcia finansowego na zakup samochodu FCEV wraz z udogodnieniami dla właścicieli pojazdów.

Już dziś widać na przykładzie m.in. Stanów Zjednoczonych, że spełnienie powyższych wyznaczników pozwala na swobodne poruszanie się autami napędzanymi wodorowymi ogniwami paliwowymi. Potencjał wodoru doceniły największe spółki energetyczne i rafineryjne, co niewątpliwie zaowocuje rozwojem technologii wodorowej w Polsce. Istotne jest również rozwiązanie aspektów prawnych: opracowanie dokumentów strategicznych, opracowanie procedur postępowania dla służb ratowniczych, stworzenie bezpiecznej sieci przesyłowej lub magazynów wodoru oraz promowanie technologii wodorowej jako wysokoefektywnej oraz bezemisyjnej.

Podziękowania

Praca częściowo finansowana z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

Ali O.M., Mamat R., Najafi G., Yusaf T., Ardebili S.M.S. (2015), *Optimization of biodiesel-diesel blended fuel properties and engine performance with ether additive using statistical analysis and response surface methods*, *Energies*, 8, s. 14136-14150.

- Awad O.I., Ali O.M., Mamat R., Abdullah A., Najafi G., Kamarulzaman M. (2017), *Using fusel oil as a blend in gasoline to improve SI engine efficiencies: A comprehensive review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 69, s. 1232-1242.
- Balat M., Balat M. (2010), *Political, economic and environmental impacts of biomass-based hydrogen*, International Journal of Hydrogen Energy, 34, s. 3589-3603.
- Bonnici D. (2022), *How many cars are there in the World?* <https://www.whichcar.com.au/news/how-many-cars-are-there-in-the-world> (data dostępu: 1.09.2022).
- Chang X., Ma T., Wu R. (2019), *Impact of urban development on residents' public transportation travel energy consumption in China: An analysis of hydrogen fuel cell vehicles alternatives*, International Journal of Hydrogen Energy, 44, s. 16015-16027.
- EIA 2021, <https://www.eia.gov/> (data dostępu: styczeń 2022).
- Ettefaghi E., Ghobadian B., Rashidi A., Najafi G., Khoshtaghaza M.H., Rashtchi M.A. (2018), *Novel bio-nano emulsion fuel based on biodegradable nanoparticles to improve diesel engines performance and reduce exhaust emissions*, Renewable Energy, 125, s. 64-72.
- Fayaz H., Saidur R., Razali N., Anuar F.S., Saleman A.R., Islam M.R. (2012), *An overview of hydrogen as a vehicle fuel*, International Journal of Hydrogen Energy, 16, s. 5511-5528.
- Hosseini S.E., Butler B. (2020), *An overview of development and challenges in hydrogen powered vehicles*, International Journal of Green Energy, 17, s. 13-37.
- Hosseini S.E., Wahid M.A., Ganjehkaviri A. (2015), *An overview of renewable hydrogen production from thermochemical process of oil palm solid waste in Malaysia*, Energy Conversion and Management, 94, s. 415-429.
- IEA (2022), *Global Hydrogen Review 2021*, International Energy Agency, www.iea.org (data dostępu: 1.09.2022).
- Katikaneni S.P., Al-Muhaish F., Harale A., Pham T.V. (2014), *On-site hydrogen production from transportation fuels: An overview and techno-economic assessment*, International Journal of Hydrogen Energy, 39, 9, s. 4331-4350.
- Osman A.I., Mehta N., Elgarahy A.M., Hefny M., Al-Hinai A., Al-Muhtaseb A.A.H., Rooney D.W. (2022), *Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review*, Environmental Chemistry Letters, 20, s. 153-188.
- PKN Orlen (2022), *PKN ORLEN zbuduje w polskich miastach stacje tankowania wodoru*, <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/zrownowazony-rozwoj/Strategia-wodorowa-Grupy-ORLEN-do-2030-roku/aktualnosci-o-wodorze/pkn-orlen-zbuduje-w-polskich-miastach-stacje-tankowania-wodoru> (data dostępu: 1.09.2022).
- Safari F., Dincer I. (2020), *A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production*, Energy Conversion and Management, 205, 112182.
- Shivaprasad K., Kumar G., Guruprasad K. (2012), *Performance, emission and fuel induction system of hydrogen fuel operated spark ignition engine – A review*, International Journal of Modern Engineering Research, 2, s. 565-571.
- Sönnichsen N. (2022), *Global oil consumption 1970-2021*, <https://www.statista.com/statistics/265261/global-oil-consumption-in-million-metric-tons/> (data dostępu: 1.09.2022).

World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (2004), *Mobility 2030: Meeting the Challenges to Sustainability. The Sustainable Mobility Project*, World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), Geneva.

Yasin M.H.M., Mamat R., Najafi G., Ali O.M., Yusop A.F., Ali M.H.J.R. (2017), *Potentials of palm oil as new feedstock oil for a global alternative fuel: A review*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, s. 1034-1049.

ANALYSIS OF THE USE OF HYDROGEN CARS – GLOBAL STUDY 2021

Abstract: In today's life, fossil fuels meet the needs of the transportation sector in a significant amount and bring various negative effects such as air pollution, noise and global warming. Furthermore, the rapid decline of underground petroleum resources that occur with overuse in fossil fuels is seen as another major problem for the transportation sector. As a result of these effects, many researchers and industrialists have tended to efficient energy units such as fuel cells. As a result, many countries are introducing alternative energy sources, and hydrogen has proven to be an efficient and practical alternative fuel. In the transport industry, the development of hydrogen-powered cars (FCEV) is aimed at maximizing fuel consumption and significantly reducing emissions and exhaust gas concentration. However, barriers related to the lack of infrastructure for hydrogen refueling make electric cars a more attractive option today than hydrogen cars. The analyzes show that the interest in hydrogen-based electromobility is constantly growing, as investments in hydrogen production and the infrastructure of refueling stations continue to develop the market. This paper presents the results of a survey among 53 respondents from around the world who are active users of FCEV. The results show the real advantages and disadvantages of using hydrogen cars by individual users and indicate what further actions should be taken and implemented to make hydrogen technology in transport universal and accessible to all.

Keywords: fuel cell, hydrogen fuel cell, hydrogen cars, hydrogen

3. Zastosowanie młyna elektromagnetycznego w procesie wytwórczym nowych komponentów

Przemysław Szymanek

Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

Streszczenie: Przedstawiono podstawowe parametry wzbudnika elektromagnetycznego i zachodzące procesy w komorze reakcyjnej, umożliwiające powstawanie nowych komponentów. Opisane parametry pozwalają na dostosowanie procesu aktywacji do produktu poddanego procesowi aktywacji, co umożliwi uzyskanie zakładanych wyników. Utylizacja produktów wymaga innego podejścia do procesu aktywacji elektromagnetycznej. Innego zaś spojrzenia wymaga komponowanie nowych produktów, w tym nano- i mikroproduktów. Zastosowanie młyna elektromagnetycznego w energetyce pozwala na zagospodarowanie powstających produktów antropogenicznych.

Słowa kluczowe: aktywacja, energetyka, młyn elektromagnetyczny

Wprowadzenie

Wzbudnik elektromagnetyczny, który jest głównym elementem młyna elektromagnetycznego, jest urządzeniem trójfazowym. Zastosowania dla młyna elektromagnetycznego to przede wszystkim rozdrabnianie materiałów antropogenicznych zarówno kopalnych, jak i materiałów antropogenicznych po procesach termicznych czy chemicznych. Dodatkowym ważnym aspektem poddawania materiałów ciekłych i stałych obróbce elektromagnetycznej jest proces ich aktywacji. Pozwala to na zwiększenie reaktywności materiałów mielonych poddanych oddziaływaniu pola elektromagnetycznego. Mielenie polega na wywieraniu nacisku na kawałki mielonego produktu. W większości metod mielenia nacisk wywierany jest przez grawitacyjny spadek ciężkich elementów lub siły odśrodkowe, działania udarowe oraz wibracyjne, wytwarzające siły mechaniczne podczas szybkich uderzeń. Metody strumieniowe umożliwiają zderzenia strugi cząstek rozdrabnianych z elementami celowo rozmieszczonymi na drodze tej strugi. W niektórych metodach mielenia oddziaływanie elementów mielących na ultradrobne kawałki ogranicza poduszka powietrzna, jaka tworzy się na powierzchni nacierającej, zmieniająca kierunek ruchu kawałka rozdrabnianego na styczny do powierzchni elementu mielącego, uniemożliwiając rozbitcie na mniejsze części (Szymanek 2008).

Zasada działania młyna elektromagnetycznego jest połączeniem metod opisanych powyżej. Wykorzystuje on zderzenia, siłę odśrodkową, oddziaływania udarowe, ciśnienie wytworzone w komorze wskutek odparowywania wody z kapilar mielonego materiału, również aktywację elektromagnetyczną. Jedną z zalet młyna elektromagnetycznego jest możliwość doboru wielkości elementów mielących w zależności od wielkości produktu początkowego, jak również zakładanych efektów mielenia. Duża ilość małych elementów poruszająca się z dużą prędkością w komorze mielenia umożliwia wielokrotne uderzenia o struktury ultradrobnych kawałków substancji mielonej z minimalnym wpływem poduszki powietrznej.

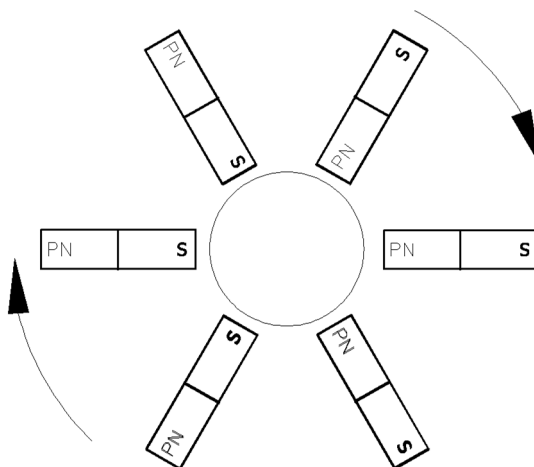
3.1. Budowa młyna elektromagnetycznego

Elementami mielącymi w młynie elektromagnetycznym są mielniki w postaci pręcików wykonanych z materiału ferromagnetycznego. W materiale ferromagnetycznym występuje zwiększenie indukcji pola magnetycznego, przez co staje się on dipolem magnetycznym (magnesem o dwóch biegunach). Taki element przyciągany jest przez pole magnetyczne z określoną siłą proporcjonalną do wartości indukcji tego pola. Jeżeli pole magnetyczne zmieni swój kierunek, to element ferromagnetyczny też będzie podążał za tą zmianą. Ferromagnetyczne elementy mielące będą podążały za zmianami linii sił pola i będą poruszały się tak jak pole. W tym celu komora robocza młyna wykonana jest w kształcie walca, co umożliwi ruch obrotowy pola magnetycznego poprzecznego do osi walca wytwarzanego przez obracający się układ magnesów rozmieszczonych promieniście wokół pobocznicy walca komory (Sosiński 2006). Dlatego najważniejszym urządzeniem do wytworzenia pola wirującego, wypełniającego całą przestrzeń wewnętrzną jednakowym wirującym polem magnetycznym, jest wzbudnik z biegunami jawnymi. W tym przypadku uzwojenie nie jest umieszczone w żłobkach, jak w przypadku silnika elektrycznego, lecz na rdzeniach biegunów jawnych wykonanych z blach transformatorowych w celu uniknięcia strat spowodowanych przez indukowane prądy wirowe (Kovetz 1990; Sosiński 2006).

Znany jest również fakt, iż gęstość energii pola magnetycznego jest proporcjonalna do kwadratu wartości indukcji pola magnetycznego. Zjawiska te pozwalają wytworzyć w komorze roboczej wykonanej ze stali austenitycznej magnetyczne pole wirujące o możliwie największej wartości indukcji, co przekłada się na uzyskanie największej gęstości energii pola magnetycznego. Warunki takie mogą być spełnione w przypadku obliczenia właściwych proporcji parametrów elektrycznych i geometryczno-magnetycznych konstrukcji wzbudnika (Sosiński 2006).

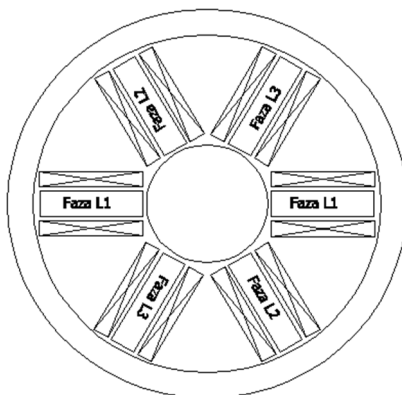
W przypadku stosowania zasilania trójfazowego optymalnym rozwiązaniem jest zastosowanie sześciu biegunów – po dwa na jedną fazę (rys. 3.1). Uzwojenia znajdujące się na przeciwległych rdzeniach biegunów połączone są szeregowo lub równolegle i zasilane są z tej samej fazy sieci zasilającej w konfiguracji gwiazdy lub

trójkąta. W tym przypadku wzbudnik stanowi symetryczne obciążenie sieci o charakterze indukcyjnym ze stosunkowo niskim współczynnikiem mocy (Sosiński 2006).



Rys. 3.1. Obracający się układ magnesów do wytwarzania wirującego pola magnetycznego (Sosiński 2006)

Tak przygotowany układ symetryczny napięć wymusza symetryczne przepływy prądów w uzwojeniach biegunów. Wytworzenie sinusoidalnie zmiennego pola magnetycznego w rdzeniu biegunów wzbudnika, którego linie sił pola zamykają się poprzez obszar wewnętrzny i jarzmo zewnętrzne wzbudnika, jest możliwe dzięki przesunięciu względem siebie cewek o 120° . Przesunięcie to pozwala na uzyskanie pola o największej indukcji, które wiruje w obszarze wewnętrznym wzbudnika (Sosiński 2006; Szymanek 2008).



Rys. 3.2. Trójfazowe uzwojenia wzbudnika z biegunami jawnymi do wytwarzania poprzecznego pola wirującego (Sosiński 2006; Szymanek 2008)

Tak wykonany wzbudnik młyna elektromagnetycznego pozwala uzyskać bardzo burzliwy i gwałtowny proces, do którego dochodzi w komorze roboczej. Otrzymuje się w ten sposób bardzo reaktywny produkt o wymaganych wielkościach ziaren. W celu zyskania wysoko efektywnego, opisanego wyżej, procesu należy spełnić warunki właściwego doboru parametrów wzbudnika i komory roboczej (Sosiński 2006; Szymanek 2008) (rys. 3.2).

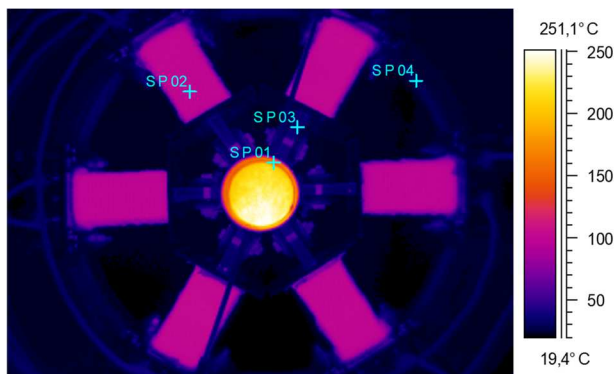
Podstawowe elementy konstrukcyjne młyna elektromagnetycznego to (Sosiński 2006; Szymanek 2008):

- trójfazowy, jawnobiegunowy wzbudnik (induktor) pola wirującego o jednej parze biegunów,
- rura z materiału niemagnetycznego (np. tytanowa lub ze specjalnej stali austenitycznej), usytuowana wewnątrz wzbudnika, stanowiąca komorę roboczą,
- mielniki ferromagnetyczne, które umieszczone w komorze roboczej, w przestrzeni działania wirującego pola elektromagnetycznego, tworzą strefę aktywną urządzenia.

3.2. Wyznaczenie rozplywu ciepła

Ciepło wydziela się w elementach konstrukcji młyna elektromagnetycznego oraz w obszarze komory roboczej podczas procesu mielenia, która jest energią strat. Tylko część tej energii wytworzona w komorze podczas zderzeń i tarcia między: mielnikami, mielnikami i nadawą oraz rurą i mielnikami może zostać wykorzystana w celu uaktywnienia produktu lub jego dosuszenia. Duża gęstość prądowa powoduje wydzielanie dużych ilości ciepła. Rdzeń biegunów i jarzmo nagrzewa się od prądów wirowych w wyniku blechowania, których nie można w sposób całkowity wyeliminować. Nagrzewanie rury komory roboczej wynika z faktu dużej wartości indukcji pola magnetycznego. Kolejnym elementem strat ciepła są mielniki, które podczas zderzeń nagrzewają komorę roboczą, siebie i materiał poddawany obróbce w młynie. Świadczy to o tym, że mielniki są źródłem ciepła, a rura odbiera od nich ciepło i poprzez przewodzenie i konwekcję oddaje ciepło do otoczenia. Należy jednak wziąć pod uwagę to, że ciepło wydzielone, uzyskane wskutek tarcia, może być odbierane przez materiał mielony od mielników. W przypadku szybkiej, kilkudziesięciusekundowej obróbki porcji tego materiału temperatura mielników nie zdąży wzrosnąć zbyt wysoko, a ciepło wydzielone zostanie wyniesione z komory z produktem mielenia. Należy zatem projektować urządzenie zapewniające wysokie wydajności z bardzo dużą efektywnością. Wówczas sprawność urządzenia będzie duża, a koszt jednostkowy objętości produktu będzie minimalny.

Na rysunku 3.3 przedstawiono termogram nagrzewania się elementów konstrukcyjnych wzbudnika elektromagnetycznego. Cewki z rdzeniem osiągają temperaturę między 80 a 120°C. W komorze roboczej młyna temperatura osiąga nawet 250°C. W tym przypadku komora jest wypełniona mielnikami, a czas pracy młyna to 5 min.



Rys. 3.3. Termogram elementów młyna elektromagnetycznego (Sosiński 2006)

3.3. Aktywacja w komorze młyna elektromagnetycznego

Aktywacja mechaniczna, a co za tym idzie i aktywacja elektromagnetyczna, zachodzące w komorze młyna wirującego pola, muszą być rozpatrywane jako wielostopniowy proces, w którym parametry energetyczne i ilość energii zakumulowanej w substancji ulegają zmianom na każdym etapie. Dlatego należy przyjąć, że ilość zakumulowanej energii zmienia się w każdym etapie aktywacji. Energie te nakładają się na siebie. W przypadku krótkiego czasu pobytu (5-30 s) aktywowanej substancji w komorze młyna elektromagnetycznego można wyróżnić dwa etapy.

Pierwszy etap poprzedza efekty strukturalne i jest wynikiem przyłożenia siły mniejszej niż graniczna dla danej substancji. Powoduje to, że siatka krystaliczna staje się nieuporządkowana. Za drugi etap należy przyjąć tworzenie się nowych powierzchni podczas procesów aktywacji. Pęknięcia wywołane na strukturze ziarna prowadzą do zmian stanu energetycznego. Zmiany te są możliwe dzięki przemianie energii elektromagnetycznej i mechanicznej młyna w energię powierzchniową danej substancji.

W komorze młyna elektromagnetycznego podczas kilkusekundowych aktywacji i mielenia dochodzi również do zjawiska (mielenia drobnego), które charakteryzuje się znaczną zmianą w strukturze i właściwościach produktu końcowego. W celu uzyskania frakcji ultradrobnej lub nanocząstek, co jest też możliwe, należy wydłużyć czas lub wielokrotnie w odstępach czasu poddać substancję obróbce w komorze młyna elektromagnetycznego z uwzględnieniem procesów aglomeracji. Należy pamiętać, że podczas ultradrobного mielenia substancja traci swoją tożsamość i zmienia się w produkt charakteryzujący się inną strukturą, właściwościami, a niejednokrotnie nawet innym składem.

Podczas aktywacji elektromagnetycznej dochodzi również do powstawania wolnych rodników, rodników, jonorodników. Pojęcia te opisują to samo i są używane zamiennie (McNaught 1997). Wolne rodniki są jednymi z typów centrów paramagnetycznych. Jest to atom lub cząstka zdolna do samodzielnego istnienia, mająca

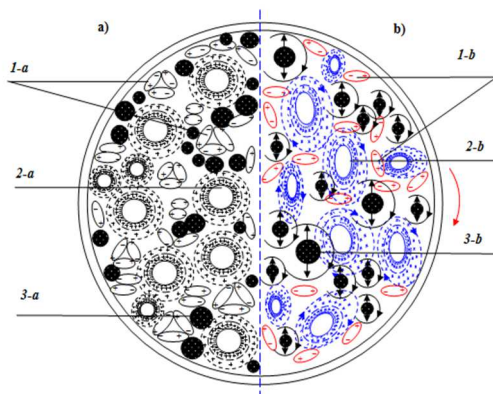
jeden lub więcej niesparowanych elektronów. Klasyfikowane są jako związki nieorganiczne (np. Br^*) i organiczne (np. $\text{R}_2\text{BrC-R}_2\text{C}^*$) (Morrison 1985).

Reakcje rodników są reakcjami łańcuchowymi i przebiegają w trzech etapach (Morrison 1985): pierwszy z nich to inicjacja (powstanie wolnych rodników), drugi etap to propagacja – jest to reakcja właściwa, w której nie następuje zmiana liczby rodników, zaś trzeci etap jest etapem terminacji, czyli rekombinacji dwóch rodników do produktu nierodnikowego.

Obecność niesparowanego elektronu sprawia, że wolne rodniki są słabo przyciągane przez pole magnetyczne. W przypadku tlenu cząsteczka ma dwa niesparowane elektrony, jest dwurodnikiem. Rodniki wykazują dużą aktywność chemiczną. Mogą posiadać ładunek ujemny lub dodatni. Reakcje z udziałem wolnych rodników są reakcjami łańcuchowymi, które ulegają przerwaniu wskutek rekombinacji, dysproporcjonowania i rozpadu wolnych rodników. Atomy są nietrwałe i, spotykając się ze sobą, ulegają ponownie rekombinacji, co powoduje odtworzenie wiązania chemicznego poprzez ich niesparowane elektrony i powstaje molekula dimagnetyczna. Należy pamiętać, że rodniki mają duże właściwości utleniające. Tlen cząsteczkowy jest utleniaczem. Reagując ze związkami organicznymi, utleniając je, pobiera od nich elektrony, a sam ulega redukcji. Całkowita redukcja cząsteczki tlenu oznacza przyłączenie czterech elektronów i czterech protonów, w wyniku czego powstają dwie cząstki wody. Reakcja ta jest egzotermiczna, a produkt reakcji to tlenek wodoru.

W stanie podstawowym cząstka tlenu ma dwa elektrony na prostopadłych względem siebie orbitach. Liczba kwantowa spinu jest równa sumie liczb spinowych elektronów tej cząsteczki i wynosi jeden względem zewnętrznego pola magnetycznego. Takie ustawienie powoduje, że mamy trzy poziomy energetyczne cząsteczki. Tlen w stanie podstawowym ze względu na spin jest w stanie trypletowym ($^3\text{O}_2$). Większość związków, z którymi tlen mógłby reagować, jest w stanie singletowym: wszystkie elektrony, ich cząsteczki mają spiny sparowane i wypadkowy spin jest równy zero. Żeby cząstka trypletowa utleniła inną cząstkę i uległa dwuelektronowej redukcji, musiałyby przejść dwa elektrony do utlenianej cząstki. Warunkiem takiej reakcji jest to, że cząstka utleniająca musi być również w stanie trypletowym. Tlen trypletowy mający trudności ze znalezieniem odpowiednich cząstek reaguje z wieloma związkami jednoelektronowymi poprzez przejście jednego elektronu. Taka reakcja powoduje powstanie anionorodnika ponadtlenkowego, jest to cząsteczka, która posiada jeden niesparowany elektron i anion. Natomiast stan podstawowy większości cząsteczek jest w stanie singletowym, dlatego możliwość reakcji cząsteczek tlenu w stanie trypletowym jest utrudniona. Znacznie bardziej reaktywny jest tlen singlowy ($^1\text{O}_2$), powstający w wyniku wzbudzenia cząsteczek tlenu poprzez dostarczenie wystarczającej energii pozwalającej na przegrupowanie elektronów w cząsteczce tlenu, by zostały sparowane i wypadkowy spin wynosił zero. Wolne rodniki charakteryzuje zazwyczaj wysoka reaktywność, co sprawia, że wchodzą bardzo szybko w reakcję z różnymi cząsteczkami. Jednym z bardziej reaktywnych rodników jest

rodnik wodorotlenkowy $\cdot\text{OH}$, który powstaje z dołączenia trzech elektronów do cząstki tlenu. Należy zaznaczyć, że wszystkie produkty redukcji wzbudzenia tlenu, które powstają w komorze młyna podczas aktywacji elektromagnetycznej, są bardziej reaktywne niż cząsteczka tlenu w stanie podstawowym. Bardzo ważnym aspektem uwodnionego materiału poddanego aktywacji elektromagnetycznej jest powstawanie asocjatów (rys. 3.4).

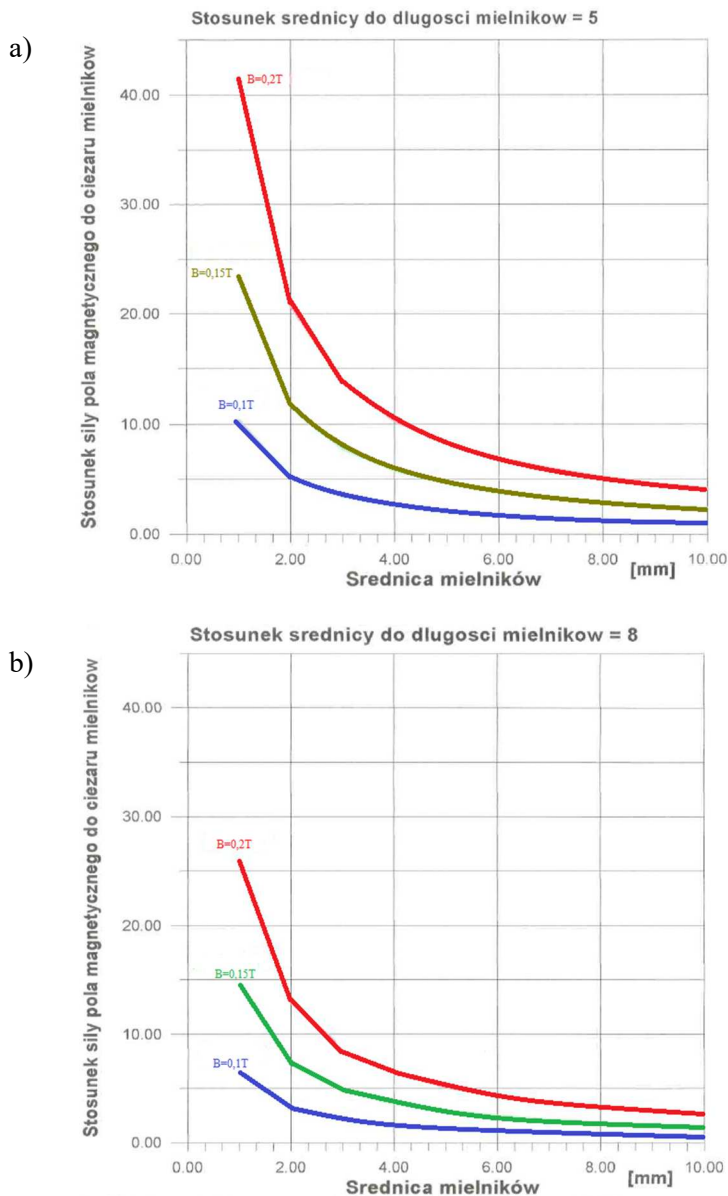


Rys. 3.4. Wpływ wirowego elektromagnetycznego pola na zawiesiny wodne: a) brak wirowego pola elektromagnetycznego; b) z polem elektromagnetycznym. 1-a – asocjaty z molekuł wody; 1-b – niezasocjowane molekuly wody; 2-a – zaasocjowana cząsteczka (jon) z równowagową podwójną warstwą elektryczną; 2-b – to samo z nierównowagową; 3 – mineralne cząstki ferro- i paramagnetyczne

Woda będąca cieczą polarną w wyniku wiązań wodorowych jest podatna na tworzenie asocjatów z dużej liczby molekuł (1-a). Pod wpływem wirowego pola magnetycznego następuje deformacja wiązań w strukturze wody i rozpad asocjatów do niezasocjowanych molekuł (1-b). Swobodne molekuly uzyskują zwiększoną ruchliwość i łatwiej przenikają do powierzchni materiałów. Pole elektromagnetyczne powoduje transformację cząstek dyspersyjnych ze stanu równowagowego (2-a) do nierównowagowego (2-b). Deformacja warstwy podwójnej spowoduje pojawienie się momentu dipolowego cząstek, a także zmianę w koncentracji jonów w granicach dyfuzyjnej warstwy i poza jej granicą. Proces aktywacji elektromagnetycznej powoduje zmianę międzycząsteczkowego oddziaływania i intensyfikację procesu wymiany masy (np. rozpuszczalność, hydroliza). Dyspersyjne cząstki mineralnych dodatków w układach wodnych, zawierających tlenki ferromagnetyczne, pod wpływem pola elektromagnetycznego będą wykonywać złożone i obrotowe ruchy ze zmienną kątową prędkością (3-b).

Na rysunku 3.5 przedstawiono stosunek siły magnetycznej utrzymującej mielniki do ciężaru mielników. Uwzględniono stosunek średnicy do długości mielników, który był równy 5 i 8. Obydwa rysunki przedstawiają wartości dla trzech indukcji, tj. $B = 0,1 \text{ T}$, $B = 0,15 \text{ T}$, $B = 0,2 \text{ T}$. Wraz ze wzrostem stosunku średnicy do długości

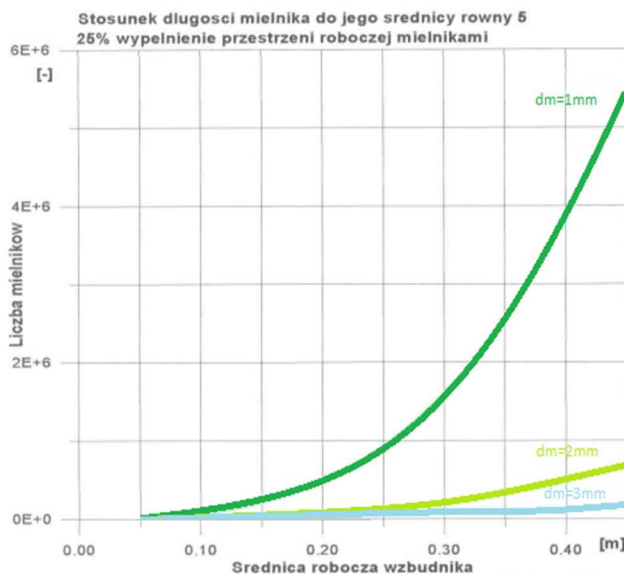
mielników wartości ulegają zmniejszeniu. Z tych wykresów wynika, że wraz ze wzrostem masy mielników spada siła magnetyczna utrzymująca mielniki w obszarze pola magnetycznego. Należy dobrać wielkość mielników i ich liczbę odpowiednio do procesu technologicznego, uwzględniając gęstość nasypową produktu poddawanego obróbce w komorze młyna elektromagnetycznego.



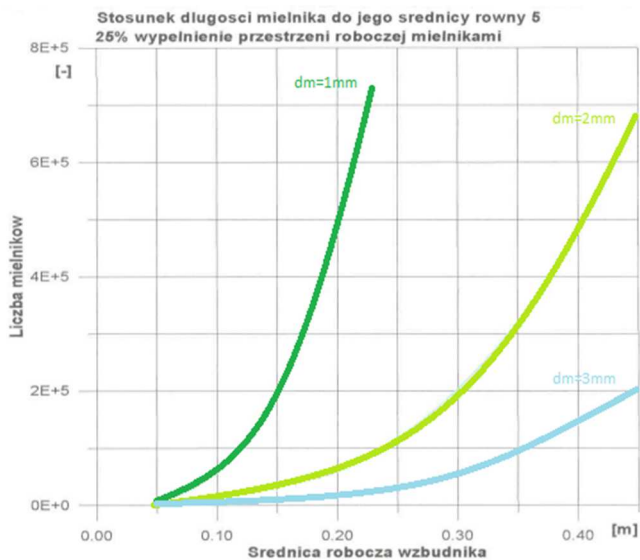
Rys. 3.5. Stosunek siły magnetycznej utrzymującej mielniki do ciężaru mielników

Zależność długości i średnicy mielników do ich liczby przedstawiono na rysunku 3.6. Wraz ze wzrostem długości mielników spada ich liczba możliwa do zastosowania w komorze młyna elektromagnetycznego, uwzględniając wypełnienie komory w 25% jej średnicy w przestrzeni roboczej.

a)

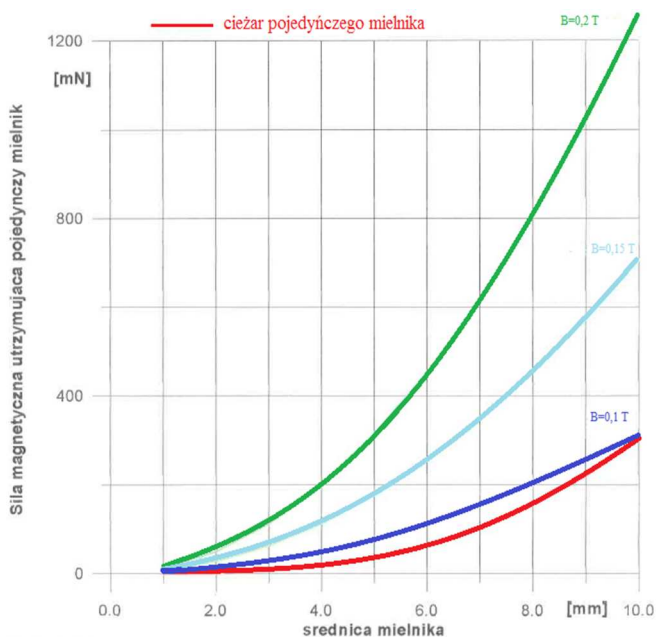


b)



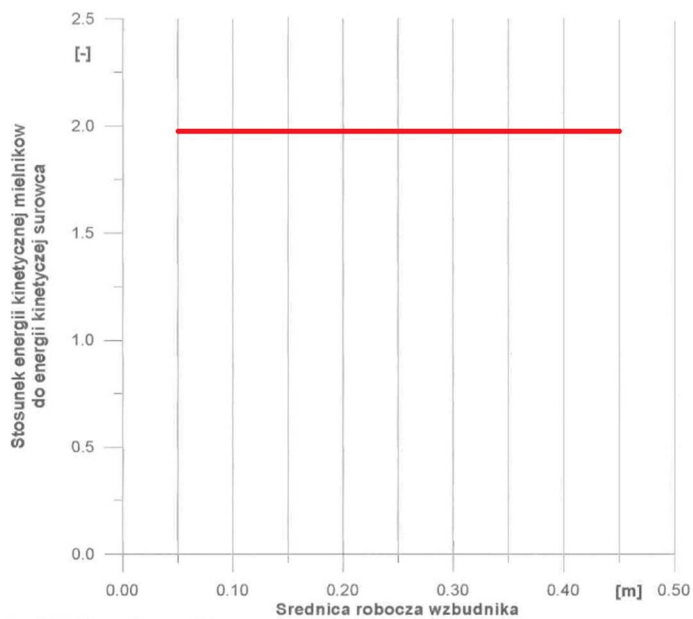
Rys. 3.6. Liczba mielników w przestrzeni roboczej wzbudnika z 25% wypełnieniem mielnikami

Ilość mielników w zależności od wielkości czy zastosowanych mieszanek w komorze młyna magnetycznego o średnicy 200 mm może zawierać się między 5 a 1 kg. Ich ilość określa również siła magnetyczna utrzymująca mielniki w przestrzeni roboczej. Zależność tę przedstawiono na rysunku 3.7, uwzględniając różne wartości indukcji magnetycznej. Tu można zaobserwować zależność, że wraz ze wzrostem średnicy mielnika, uwzględniając jego ciężar, rośnie siła działająca na pojedynczy mielnik.

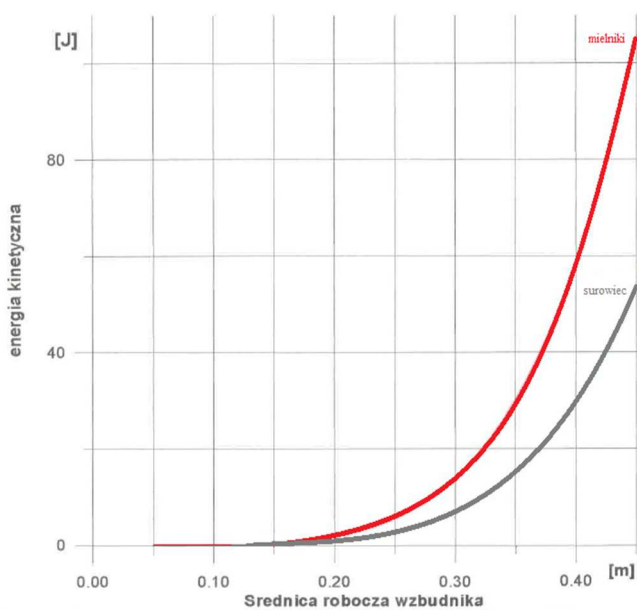


Rys. 3.7. Zależność siły magnetycznej od indukcji

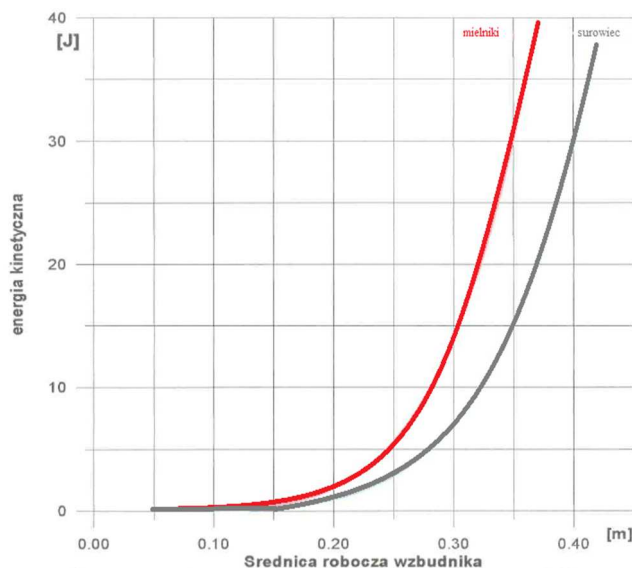
Żeby proces mielenia i aktywacji magnetycznej był poprawny i możliwy do prowadzenia, należy uwzględnić taki parametr jak stosunek energii kinetycznej mielników do energii kinetycznej surowca. Zależność tę przedstawiono na rysunkach 3.8-3.10. Projektowo zakłada się, że energia kinetyczna mielników będzie podczas pracy na stałym poziomie. Uwzględniając średnią wartość energii kinetycznej wszystkich mielników, można stwierdzić, że wraz ze wzrostem średnicy komory roboczej, a co zatem idzie obszaru roboczego, rośnie energia kinetyczna wszystkich mielników. Kolejnym parametrem, który ma wpływ na energię kinetyczną mielników, jest wartość indukcji magnetycznej. Im wyższa, tym energia kinetyczna większa, co powoduje również proporcjonalnie wyższą indukcja mielonego materiału.



Rys. 3.8. Stosunek energii kinetycznej mielnikow do energii kinetycznej surowca



Rys. 3.9. Średnia energia kinetyczna wszystkich mielnikow w porownaniu z energią kinetyczną surowca z indukcją $B = 0,2 \text{ JT}$



Rys. 3.10. Średnia energia kinetyczna wszystkich mielników w porównaniu z energią kinetyczną surowca z indukcją $B = 0,15$

3.4. Zastosowanie młyna elektromagnetycznego w energetyce

Przykładem opisanych zalet stosowania młyna elektromagnetycznego jest utylizacja odpadów wapienowych poprzez nadanie im właściwości produktu mającego zastosowanie w procesie mokrego odsiarczania spalin. Wykorzystywanie odpadu wapiennego pozwala na zmniejszenie ilości masowej odpadu, redukując w ten sposób możliwość szkodliwego oddziaływania na środowisko. Odpad wapienny, który jest poddany procesowi aktywacji, zostaje odprowadzony z dolnej części zmydlacza jako odciek wapienny zawierający nadmiar wodorotlenku wapnia 0,3-0,4%. Jest on odprowadzany na mokre składowisko odpadów wapiennych. Zastosowanie młyna elektromagnetycznego pozwala na ponowne wykorzystanie nieprzereagowanego ziarna CaO poprzez aktywację, która zwiększa powierzchnię właściwą ziarna. Wytworzony produkt w postaci mleka wapiennego podawany jest do instalacji mokrego odsiarczania spalin. Uzyskany produkt z odpadów jest pełnowartościowym sorbentem, co pozwala na wykorzystywanie odpadu i niewprowadzanie do instalacji świeżego mleka wapiennego. Tak rozumiany proces wytwarzania nowych komponentów z odpadów redukuje istniejące odpady poprocesowe, co wpisuje się w koncepcję gospodarki obiegu zamkniętego.

Podsumowanie

Zastosowanie młyna elektromagnetycznego pozwala na efektywne domielenie i aktywację produktów poddanych obróbce w komorze reakcyjnej. Przy odpowiednim

dostosowaniu pracy młyna elektromagnetycznego można uzyskać komponenty na poziomie nanomateriałów. Produkty odpadowe, np. produkty wapienne poddane aktywacji, można ponownie wykorzystać w procesach technologicznych. Produkty w postaci płynów poddane aktywacji elektromagnetycznej utrzymują dłużej swoją reaktywność i ulegają wolniejszemu procesowi sedimentacji. Zjawisko to możliwe jest poprzez zwiększoną indukcję w komorze reakcyjnej, jak również powstawanie nowych wiązań tlenowych. W zależności od aktywowanego produktu należy pamiętać o czasie przebywania w reaktorze materiału poddawanego obróbce. Wysoka temperatura panująca w komorze roboczej młyna może mieć negatywny wpływ na zmianę struktury aktywowanego produktu.

Podziękowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- Szymanek P. (2008), *Wpływ aktywacji elektromagnetycznej na właściwości produktu po pólsumym odsiarczeniu spalin*, Rozprawa doktorska, Politechnika Częstochowska.
- Sosiński R. (2006), *Opracowanie metodyki projektowania trójfazowych wzbudników z biegunami jawnymi pola wirującego do młynów elektromagnetycznych*, Rozprawa doktorska, Politechnika Częstochowska.
- Kovetz A. (1990), *The Principles of Electromagnetic Theory*, Cambridge University Press.
- McNaught A.D., Wilkinson A. (1997), *Compendium of Chemical Terminology (Gold Book)*, International Union of Pure and Applied Chemistry, 2nd ed., Blackwell Scientific Publications, Oxford.
- Morrison R.T., Boyd R.N. (1985), *Chemia organiczna*, T. 1. PWN, Warszawa, s. 70-92, 252-269.

APPLICATION OF THE ELECTROMAGNETIC MILL IN THE MANUFACTURING INDUSTRY OF NEW EFFECTS

Abstract: The chapter presents the basic parameters of an electromagnetic inductor and the processes taking place in the reaction chamber, enabling the formation of new components. The described parameters make it possible to adjust the activation process to the product subjected to the activation process, which enables obtaining the assumed results. Product disposal requires a different approach to the electromagnetic activation process. Composing new products, including nano products, requires a different approach. Applications of the electromagnetic mill in the power industry allow for the development of anthropogenic products.

Keywords: activation, power engineering, electromagnetic mill

Rozdział II

MODELOWANIE, PROGNOZOWANIE I ŚRODOWISKO

4. ANALIZA NUMERYCZNA PRZEPŁYWU ZIAREN MATERIAŁU SYPKIEGO I GAZU W ENERGETYCE – STUDIUM WYBRANYCH PRZYPADKÓW

**Robert Zarzycki¹, Magdalena Grajcar¹, Mariusz Damasiewicz²
Mateusz Wiński³, Jacek Śmigieński⁴, Wojciech Hepner⁵, Rafał Kobyłecki¹**

¹Politechnika Częstochowska, ²Enea Elektrownia Połaniec S.A., ³ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.
⁴Tauron Wytwarzanie S.A. – Elektrownia Łagisza, ⁵Zespół Elektrowni PAK

Streszczenie: W pracy przedstawiono problematykę modelowania przepływów materiału sypkiego i gazu na przykładzie kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne. Zaprezentowano podstawowe wiadomości o problematyce modelowania urządzeń energetycznych, w tym kotłów fluidalnych. Na podstawie wybranych przypadków dokonano analizy przepływu spalin i materiału cyrkulującego w leju komory paleniskowej, przepływu w komorze paleniskowej i cyklonach kotła. Na podstawie uzyskanych wyników można ocenić charakter przepływu materiału sypkiego i gazu w poszczególnych elementach kotła oraz zaproponować niezbędne modernizacje lub poprawę jego geometrii w celu ograniczenia występujących problemów.

Słowa kluczowe: modelowanie przepływów, fluidyzacja, kocioł fluidalny, kotły energetyczne

Wprowadzenie

Rozwój cywilizacji nieodłącznie związany jest z rosnącym zapotrzebowaniem na różne nośniki energii, w tym na energię elektryczną. W ostatnich latach widoczny jest wyraźny trend w wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej. Pomimo tego nadal w wielu krajach, w tym także w Polsce, znaczna ilość produkowanej energii elektrycznej oparta jest o spalanie różnego rodzaju paliw, w tym paliw nieodnawialnych, takich jak węgiel kamienny i węgiel brunatny. Pomimo negatywnego wpływu na środowisko naturalne procesów spalania paliw kopalnych poprzez emisję CO₂, SO₂, NO_x, metali ciężkich i pyłów energetyka oparta na spalaniu węgla pozwala stabilizować system elektroenergetyczny. W obecnych czasach przy rosnącym udziale energetyki odnawialnej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej bloki opalane węglem muszą charakteryzować się dużą

dynamiką zmian obciążenia, tak aby nadażać za zmianami produkcji energii elektrycznej z układów energetyki odnawialnej. Obecny charakter pracy urządzeń energetycznych, w tym kotłów, związany jest z koniecznością ciągłych zmian ich wydajności i tym samym wpływa negatywnie na ich żywotność poprzez cykliczne zmiany: ciśnienia pary, temperatury w komorze paleniskowej, naprężenia elementów grubościennych, a także na zmianę charakteru procesów zachodzących w komorze spalania kotła energetycznego (Grądziel 2012, s. 24-30). Zmiany obciążenia wymagają szybkiej reakcji automatyki kotła i dostosowania jego pracy do zmiennych warunków. W ostatnich latach coraz częściej pojawia się problem jakości spalanych paliw w kotłach energetycznych. Te wszystkie składowe mają istotny wpływ na przebieg procesów spalania, wymiany ciepła w kotłach energetycznych, przepływu spalin i ziaren paliwa lub popiołu, a także na pojawiające się problemy i ewentualne uszkodzenia kotłów energetycznych. Jednym z uszkodzeń kotła, które skutkuje bezwzględnym jego zatrzymaniem, jest uszkodzenie powierzchni ogrzewalnej kotła poprzez rozszczelnienie ekranu kotła spowodowane lokalnym przegrzaniem lub erozją związaną z przepływem ziaren paliwa lub popiołu w sąsiedztwie ścian kotła.

Ze względu na gabaryty dzisiejszych kotłów energetycznych, których wysokość sięga 100 m, a przekrój poprzeczny komory paleniskowej sięga rozmiarów 400 m² i panujące wewnątrz kotła temperatury podczas procesu spalania przekraczają w wielu przypadkach 1000°C, nie jest możliwe prowadzenie pomiarów prędkości przepływu spalin, koncentracji materiału sypkiego czy rozkładów temperatury (Bis 2010). W takich przypadkach poznanie zjawisk panujących wewnątrz komory paleniskowej kotła możliwe jest jedynie poprzez przygotowanie i przeprowadzenie symulacji numerycznych zachodzących wewnątrz kotła zjawisk i procesów.

Rozwój metod numerycznych, w tym numerycznej mechaniki płynów (CFD – Computational Fluid Dynamics), pozwala na modelowanie szeregu zjawisk panujących w rzeczywistych urządzeniach energetycznych, w tym kotłach (Mocek 2009, s. 123-130). Opracowane i zweryfikowane na przestrzeni kilkudziesięciu lat modele turbulencji, procesów spalania, promieniowania i innych zjawisk fizycznych pozwalają prowadzić modelowanie procesów energetycznych z wymaganą dzisiaj szczegółowością i dokładnością. Równoległy rozwój techniki komputerowej pozwala dostarczyć sprzęt komputerowy o dużych mocach obliczeniowych pozwalający na rozwiązywanie złożonych problemów inżynierskich z branży energetyki. Bardziej szczegółowe i złożone modele zjawisk fizycznych niestety wymagają coraz to potężniejszych mocy obliczeniowych, a mając na uwadze złożoność analizowanych procesów, gabaryty analizowanych urządzeń – kotłów energetycznych oraz oczekiwanie szybkiego i dokładnego rozwiązania, dostępna moc obliczeniowa jest zawsze zbyt mała. Z tego punktu widzenia złożone procesy fizyczne z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania są jedynie „modelowane”. Stosując różnego rodzaju

uproszczenia (geometrii, fizyki procesu) i założenia, możliwe jest w rozsądnym czasie uzyskanie wiarygodnych wyników „modelowanego” procesu.

Procesy, w których realizowany jest jednoczesny przepływ gazu i fazy stałej, występują w kotłach fluidalnych, paleniskach cyklonowych, palnikach pyłowych kotłów energetycznych, suszarkach fluidalnych, wymiennikach ciepła kotłów energetycznych, układach odpylania spalin – separatory cyklonowe, transporcie pneumatycznym materiałów sypkich (Bis 2010). Z wymienionych przykładów widać, że przepływy dwufazowe (gaz-ciało stałe) są obecne w wielu procesach i urządzeniach energetycznych.

4.1. Podstawy modelowania przepływów w energetyce – przepływy dwufazowe

Rzeczywiste obiekty energetyczne, w których występują przepływy wielofazowe, są w wielu przypadkach złożone geometrycznie, wymiary tych obiektów są rzędu kilku, kilkunastu lub nawet kilkudziesięciu metrów. Doświadczenia autorów publikacji wskazują, że w wielu przypadkach trudno jest pozyskać dokładne dane dotyczące strumieni dopływających do układu gazów i materiałów sypkich. Wynika to głównie z braku takich pomiarów na obiektach energetycznych lub ich jedynie szacunkowej wartości.

Proces modelowania przepływu dwufazowego w urządzeniach energetycznych powinien rozpocząć się od szczegółowej wizji lokalnej na obiekcie, analizie dokumentacji obiektu i szczegółowej rozmowie z obsługą obiektu (operatorami, diagnostami). Działania te mają zawsze na celu poznanie możliwie dokładnie budowy obiektu oraz procesów zachodzących wewnątrz kotła. Nikt lepiej niż obsługa obiektu pracująca na nim od wielu lat nie zna zachodzących tam zjawisk oraz występujących problemów. Po takim rozpoznaniu obiektu można przystąpić do stworzenia odpowiedniej geometrii obiektu do prowadzenia, obliczeń przepływu gazu i materiału sypkiego. Ze względu na dostępne moce obliczeniowe opracowywana geometria w wielu przypadkach jest upraszczana w taki sposób, aby zastosowane uproszczenia nie wpływały na charakter analizowanych zjawisk, a z drugiej strony pozwalały na uzyskanie rozwiązania problemu w rozsądnym czasie z zadowalającą dokładnością. Do głównych uproszczeń stosowanych podczas obliczeń przepływów wewnątrz komory paleniskowej kotła należy zaliczyć stosowanie płaskich ścian kotła, w rzeczywistości ściany kotła zbudowane są z rur i łączących je płyt. Kolejnym etapem po stworzeniu geometrii obiektu (np. kocioł energetyczny) jest wygenerowanie siatki pozwalającej na rozwiązywanie odpowiednich równań opisujących zachodzące wewnątrz procesy fizyczne. Problem generacji siatki jest zawsze kwestią złożoną. Wiadomo, że siatka ma istotny wpływ na szybkość realizowanych obliczeń oraz jakość (dokładność) rozwiązania. Konieczne jest więc takie przygotowanie siatki i właściwe jej zagęszczenie (w odpowiednich miejscach), aby wynik rozwiązania nie

był zależny od kolejnego większego zagęszczenia siatki. Jest to w wielu przypadkach trudne do realizacji w obiektach o dużych gabarytach (np. kotły fluidalne), z tego względu siatkę zagęszcza się odpowiednio jedynie w obszarach, w których interesuje nas dokładne rozwiązanie przepływu. W pozostałych obszarach siatka posiada mniejsze zagęszczenie, co z jednej strony przyspiesza cały cykl obliczeniowy, jednak z drugiej strony w takich obszarach uzyskiwane wyniki należy traktować jako mniej dokładne – szacunkowe. Po opracowaniu geometrii oraz generacji siatki kolejnym krokiem jest definicja warunków brzegowych: miejsc, w których do przestrzeni obliczeniowej wpływa gaz i materiał sypki, oraz miejsc, w których gaz i materiał sypki opuszcza przestrzeń geometrii obliczeniowej. Po takim przygotowaniu geometrii może być rozpoczęty właściwy proces obliczeń. Obliczenia prowadzone są z wykorzystaniem dostępnych programów, jednym z nich jest Ansys Fluent.

Obliczenia w programie Ansys Fluent rozpoczynają się od wyboru, czy obliczenia będą realizowane w układzie 2D lub 3D (wynika to z typu przygotowanej geometrii). Kolejnym etapem jest import przygotowanej uprzednio geometrii wraz z siatką obliczeniową. Dobrym zwyczajem jest sprawdzenie parametrów definiujących jakość siatki. W przypadku stwierdzenia, że siatka nie spełnia wymagań, konieczna jest jej odpowiednia modyfikacja, import i sprawdzenie jej jakości. Kolejny etap związany jest z definicją właściwości fizycznych płynu oraz fazy stałej (Adamczyk i in. 2014, s. 449-454). W przypadku fazy stałej konieczne jest zdefiniowanie średnicy zastępczej ziarna materiału sypkiego lub zdefiniowanie odpowiednio rozkładu ziarnowego (Adamczyk i in. 2014, s. 449-454) (wartości te można pozyskać, badając rzeczywisty materiał pobrany z kotła fluidalnego). Konieczne jest wybranie odpowiedniego modelu turbulencji opisującego przepływ obu faz, odpowiednich modeli interakcji pomiędzy fazą gazową i stałą (Kumar, Pandey 2012, s. 163-169). Po zdefiniowaniu warunków brzegowych (np.: prędkości napływu, koncentracja) możliwe jest rozpoczęcie zasadniczych obliczeń. Analizując kocioł jako obiekt (objętość), do którego będą wpływać i z którego będą wypływać w sposób ciągły gaz i faza stała, dobrym rozwiązaniem przyspieszającym proces „napełniania” kotła fazą stałą jest wstępne zdefiniowanie koncentracji materiału w wybranych objętościach. Takie podejście znacząco przyspiesza proces obliczeń i uzyskanie prawidłowego rozwiązania.

Proces obliczeń przepływu gazu i materiału przebiega w sposób iteracyjny, w każdej iteracji rozwiązywane są zestawy równań, a ich wyniki porównywane są z wartościami z poprzedniej iteracji. Jeśli różnica wyników pomiędzy bieżącą i poprzednią iteracją będzie mniejsza od pewnej założonej przez użytkownika dokładności, to przyjmuje się, że uzyskano rozwiązanie analizowanego problemu, a proces iteracyjny ulega automatycznemu zakończeniu.

Po zakończeniu obliczeń użytkownik ma możliwość analizy wyników poprzez prezentację ich w formie różnego rodzaju wykresów w dowolnych zdefiniowanych przez użytkownika przekrojach geometrii obliczeniowej.

Aby właściwie przygotować geometrię i siatkę oraz poprawnie zdefiniować warunki brzegowe, wybrać stosowne modele przepływu, właściwie wybrać interakcję pomiędzy fazami oraz inne parametry definiowane podczas procesu przygotowania i prowadzenia obliczeń, wymagane jest od użytkownika duże doświadczenie oraz znajomość zjawisk i procesów zachodzących wewnątrz analizowanych obiektów energetycznych, tak aby jeszcze przed otrzymaniem wyniku obliczeń użytkownik wiedział, czego należy się spodziewać, jaki powinien być charakter danego zjawiska lub procesu. Najlepiej, jeśli taka wiedza będzie równolegle pozyskiwana przez użytkownika z obserwacji rzeczywistych procesów na obiektach energetycznych lub poprzez analizę przepływów gazu i materiału sypkiego na laboratoryjnych modelach fizycznych wykonanych w odpowiedniej skali. W przypadku braku niezbędnego doświadczenia w przewidywaniu przepływów i analizowaniu wyników obliczeń numerycznych może dojść do wystąpienia błędów lub pomyłek, które mogą skutkować tym, że uzyskane wyniki obliczeń numerycznych nie są zgodne z rzeczywistością i nie wolno ich wykorzystywać w diagnostyce obiektów energetycznych. Wiedza użytkownika o zjawiskach przepływowych pozwala w takich przypadkach poprawić błędy powstałe podczas tworzenia geometrii, generacji siatki lub przygotowania, definiowania i prowadzenia procesu obliczeń numerycznych.

4.2. Analiza wybranych przypadków przepływu materiału sypkiego i gazu w urządzeniach energetycznych

Analiza wybranych przypadków przepływu materiału sypkiego i gazu zostanie przeprowadzona z wykorzystaniem obliczeń numerycznych przepływu realizowanych dla kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne. Analizowane będą trzy przypadki:

- przepływ gazu i materiału w komorze paleniskowej kotła;
- przepływ gazu i materiału w separatorach kotła;
- przepływ gazu i materiału na wlocie do separatorów kotła.

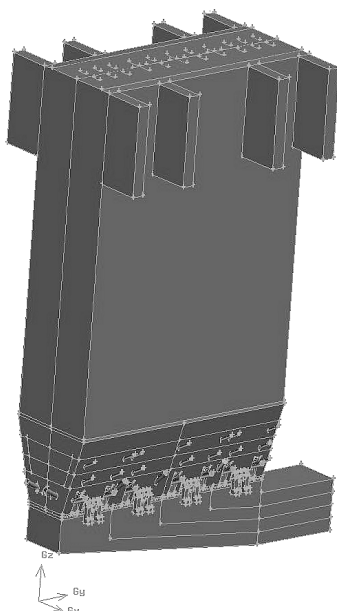
Kocioł, na którego przykładzie dokonano analizy przepływu materiału sypkiego i gazu, jest kotłem przepływowym na parametry nadkrytyczne. Wysokość komory paleniskowej od dna dyszowego do stropu wynosi ok. 48 m, długość komory paleniskowej wynosi ok. 30 m, a jej szerokość na wysokości kickoff ok. 10 m. Kocioł posiada 8 separatorów cyklonowych rozmieszczonych wzdłuż dłuższej ściany komory paleniskowej. Materiał cyrkulujący nawracany jest do komory paleniskowej poprzez 8 wymienników ciepła typu IntrexTM. Każdy z wymienników pozwala na wprowadzenie materiału cyrkulującego do komory paleniskowej za pomocą 3 wlotów: dwóch pracujących w sposób ciągły (zasilanych materiałem z dna Intrexu) i jednego pełniącego rolę przelewu (praca jedynie w wybranych stanach pracy kotła). Wewnątrz komory kotła znajdują się trzy krzyżowe wymienniki ciepła. W górnej

części komory paleniskowej kotła są zabudowane wychodzące ze stropu kotła przegrzewacze pary.

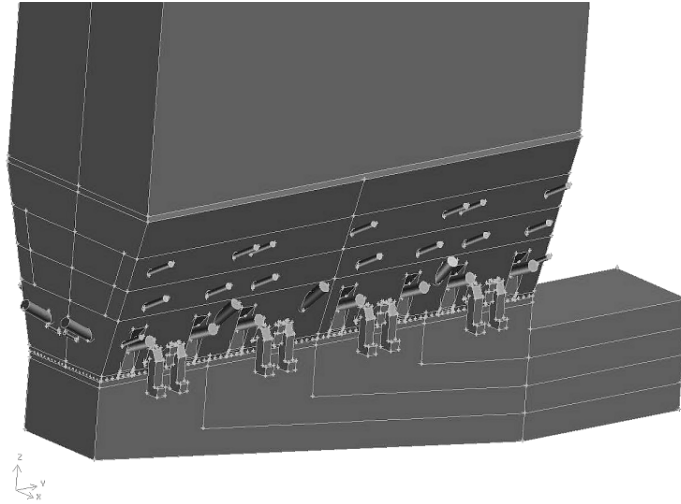
4.2.1. Analiza przepływu gazu i materiału w komorze paleniskowej kotła fluidalnego

Analizowany przypadek przepływu materiału sypkiego dotyczy rozptyłów gazu i materiału cyrkulującego w dolnej części komory paleniskowej wypływającego z okien Intreksów i przepływu mieszaniny gaz-materiał sypki w górnej części komory paleniskowej. Na potrzeby takiej analizy opracowano geometrię komory paleniskowej ze szczegółowym odwzorowaniem dolnej części kotła: skrzynia powietrzna, dno dyszowe, kanały materiału cyrkulującego z Intreksów, dysze powietrza wtórnego. Na rysunku 4.1 przedstawiono widok geometrii kotła fluidalnego, natomiast na rysunku 4.2 widok szczegółów budowy dolnej części komory paleniskowej. Ze względu na przyjęty zakres analizy przepływu ograniczony do leja i górnej części komory paleniskowej komora kotła nie posiada separatorów cyklonowych, a wyloty gazu i materiału cyrkulującego uproszczono do widocznych na rysunku 4.1 kanałów znajdujących się w górnej części komory paleniskowej.

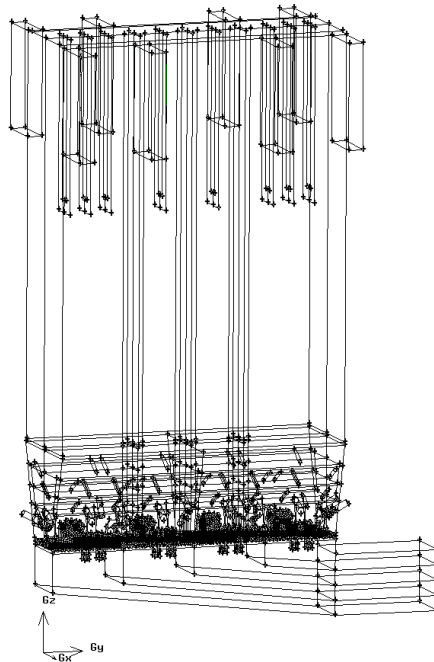
Na rysunku 4.3 pokazano widok geometrii kotła fluidalnego wraz z zabudowanymi wewnątrz krzyżowymi wymiennikami ciepła oraz powierzchniami przegrzewaczy ciepła zabudowanymi w stropie kotła. Na rysunku 4.4 przedstawiono szczegóły budowy dolnej części komory paleniskowej.



Rys. 4.1. Widok geometrii kotła fluidalnego



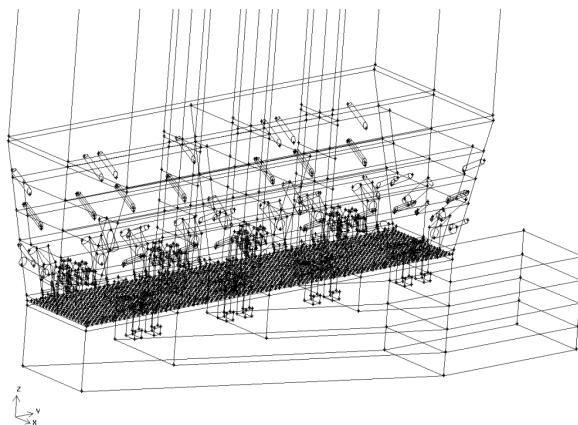
Rys. 4.2. Widok dolnej części geometrii kotła fluidalnego wraz ze skrzynią powietrzną



Rys. 4.3. Widok geometrii kotła fluidalnego wraz z krzyżami i powierzchniami flagowymi w górnej części kotła

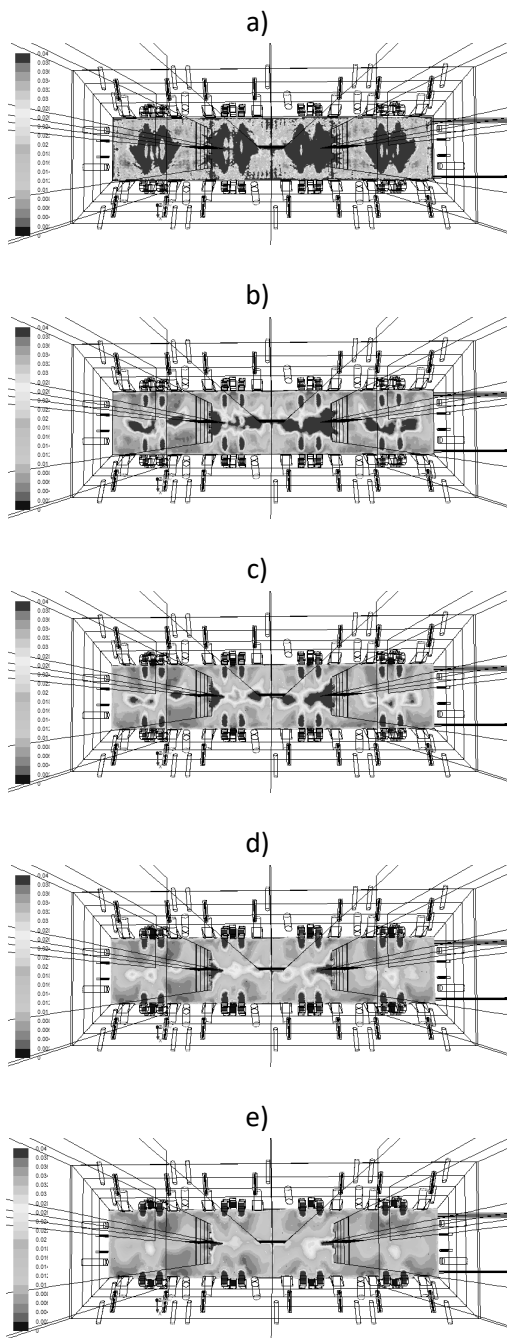
Obliczenia przepływu gazu i materiału sypkiego przeprowadzono dla maksymalnej wydajności kotła fluidalnego, dane dotyczące strumieni gazów do poszczególnych stref rusztu, palników, dysz powietrza wtórnego zostały pozyskane od obsługi

kotła i przypisane do odpowiednich warunków brzegowych. Informacja o rozkładzie ziarnowym materiału cyrkulującego została pozyskana poprzez pobór materiału cyrkulującego z kotła.

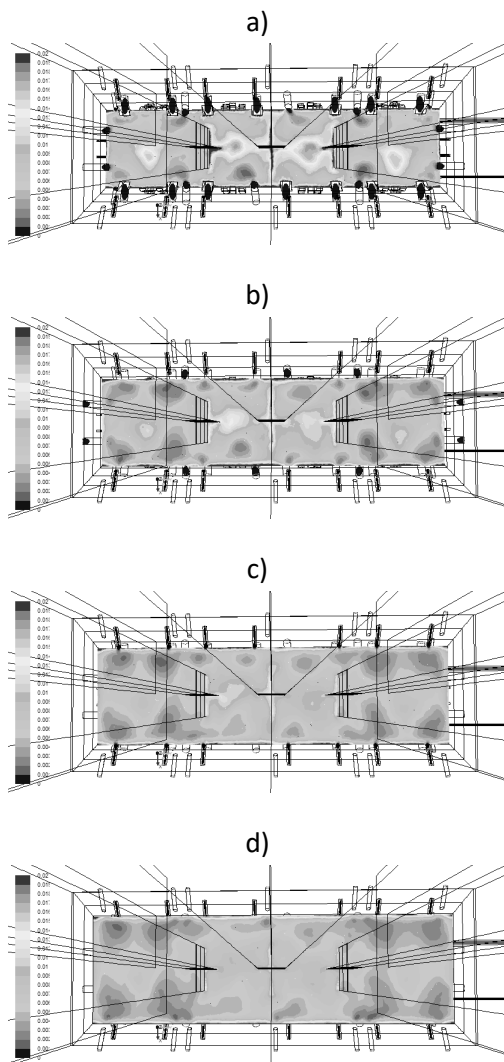


Rys. 4.4. Widok dolnej części geometrii kotła fluidalnego wraz z rusztem

Analiza zjawisk zachodzących w kotle przeprowadzona została na podstawie rozkładów koncentracji materiału cyrkulującego w wybranych przekrojach komory paleniskowej kotła. Na rysunkach 4.5 i 4.6 pokazano na wybranych odległościach od rusztu rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego. Analizując rozkłady koncentracji na poszczególnych wysokościach, można wyraźnie zaobserwować negatywny wpływ nawrotów materiału cyrkulującego na rozkład koncentracji materiału nad rusztem (rys. 4.5a). Materiał wypływający z okien Intreksów rezyduje w dolnej części rusztu w postaci ciemnych obszarów. Obok tych miejsc znajdują się obszary o bardzo niskiej koncentracji (jasne obszary). Widać, że materiał nawracany do komory z Intreksów podlega bardzo słabemu mieszaniu w poprzek komory paleniskowej. Powstające obszary o bardzo odmiennych poziomach koncentracji mają istotny wpływ na procesy fluidyzacji, spalania paliwa w dolnej części komory paleniskowej (dostarczanie tlenu do paliwa), obserwowane dysproporcje koncentracji mogą wpływać na intensyfikację procesów erozyjnych zachodzących w sąsiedztwie dysz powietrza pierwotnego, jak również obszaru wymurówki leja komory paleniskowej. Obserwacje autorów publikacji potwierdzają wspomniane powyżej zjawiska na rzeczywistym obiekcie energetycznym. Analizując rozkłady koncentracji na poziomach zlokalizowanych w większych odległościach od rusztu (rys. 4.5b-e), obserwuje się powolne wyrównywanie koncentracji materiału w dolnej części leja komory paleniskowej. Jednak nadal widoczne są obszary o podwyższonym poziomie koncentracji, a są one związane z oknami wysypowymi materiału cyrkulującego z Intreksów, o czym już wspomniano, dodatkowo pojawiają się obszary podwyższonej koncentracji w sąsiedztwie powierzchni krzyżowych.



Rys. 4.5. Rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego na wysokości nad rusztem:
a) 0,1 m, b) 0,3 m, c) 0,5 m, d) 0,7 m, e) 1 m (skala koncentracji
materiału cyrkulującego 0-0,04)

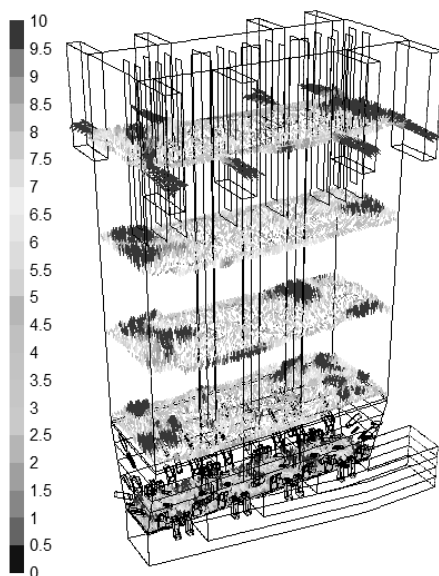


Rys. 4.6. Rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego w zależności od wysokości nad rusztem: a) 2 m, b) 3 m, c) 4 m, d) 5 m (skala koncentracji materiału cyrkulującego 0-0,02)

Na podstawie otrzymanych wyników należy się spodziewać, że w sąsiedztwie krzyżowych powierzchni ogrzewalnych mogą wystąpić miejsca o podwyższonej erozji. Analiza stanu krzyżowych powierzchni ogrzewalnych potwierdza otrzymane wnioski uzyskane z obliczeń numerycznych. Szczególnie silne zjawiska erozyjne występują w miejscu krzyżowania się obydwu ścian tworzących krzyżową powierzchnię ogrzewalną.

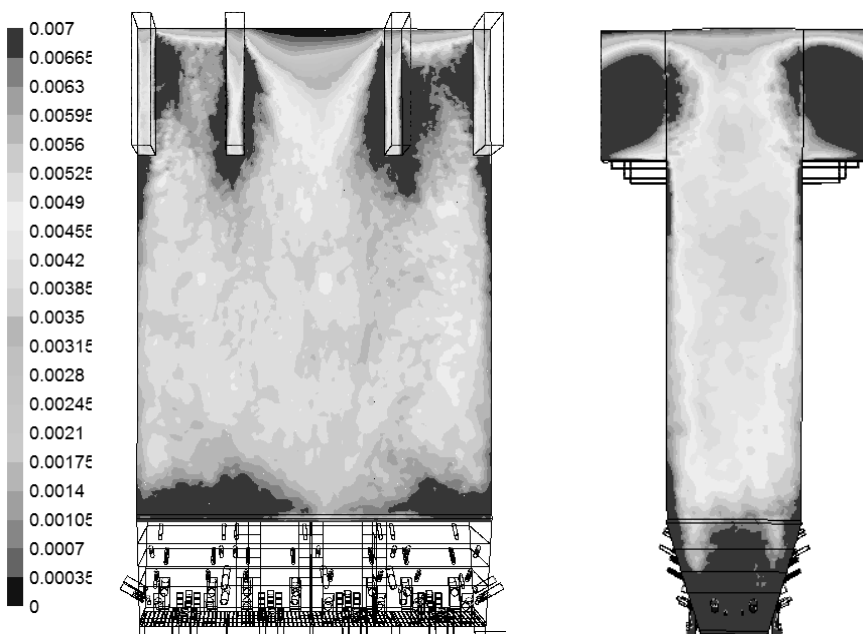
Analizując rozkłady koncentracji na kolejnych poziomach (rys. 4.6), widoczne jest, że występujące w dolnej części rusztu dysproporcje w koncentracji materiału

cyrkulującego ulegają zmniejszeniu dzięki zachodzącym intensywnym procesom mieszania materiału cyrkulującego. Nadal jednak można dostrzec podwyższone poziomy koncentracji w sąsiedztwie krzyżowych powierzchni ogrzewalnych. Powierzchnie te w znacznym stopniu ograniczają proces poprzecznego mieszania materiału cyrkulującego w kotle. Widoczne jest, że w centralnej części kotła koncentracja jest nieznacznie wyższa od obszarów zlokalizowanych przy bocznych ścianach kotła. Obserwowane różnice w koncentracji materiału cyrkulującego w analizowanych przekrojach (rys. 4.6) wynikają także z oddziaływania strug powietrza wtórnego, które wprowadzane jest w dolnej części leja komory paleniskowej. Analizując wektory prędkości całkowitej materiału cyrkulującego (rys. 4.7), można zaobserwować bardzo dużą dysproporcję wartości prędkości oraz zmienności kierunku przepływu materiału cyrkulującego. Wynika to z lokalnego oddziaływania na siebie obszarów o różnych wartościach koncentracji i prędkości materiału i gazu, co powoduje powstanie obszarów o dużej dynamice zmian koncentracji i kierunku prędkości. Zjawisko to jest jak najbardziej korzystne ze względu na poprawę mieszania obu faz w górnej części komory paleniskowej, intensyfikację wymiany ciepła, wyrównanie profilu temperatury wewnątrz komory paleniskowej. Istotne jest jedynie, aby nie powstawały miejsca, w których występowałyby przez długi czas obszary o wysokich prędkościach i koncentracji, co mogłoby przyczynić się do intensyfikacji zjawisk erozyjnych.



Rys. 4.7. Wektory prędkości całkowitej (chwilowe) materiału cyrkulującego w płaszczyznach zlokalizowanych w odległościach: 0,3, 10, 20, 30, 40 m od powierzchni rusztu (skala prędkości 0-10 m/s)

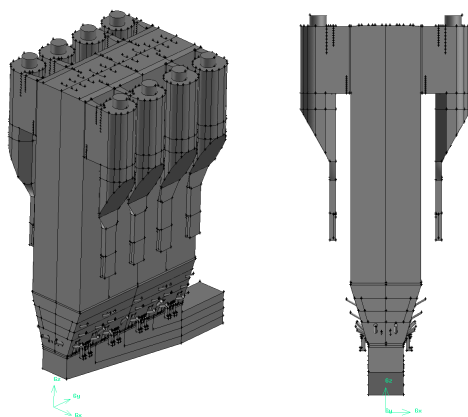
Mając na uwadze powyższe, z punktu widzenia pracy kotła ważne jest, aby z jednej strony koncentracja materiału cyrkulującego w sąsiedztwie ścian komory była wysoka, co intensyfikowałoby wymianę ciepła od materiału cyrkulującego do ścian ekranów kotła, a następnie czynnika roboczego. Z drugiej strony wysokie wartości koncentracji w miejscach, gdzie ściany kotła nie są pokryte wymurówką, mogą powodować gwałtowny wzrost zjawisk erozyjnych, następstwem których jest uszkodzenie ekranów kotła i awaryjne zatrzymanie kotła. Na rysunku 4.8 pokazano rozkłady koncentracji w dwóch płaszczyznach wewnątrz kotła w odległości 0,02 m od ściany kotła. Obszary wysokiej koncentracji widoczne są zarówno w dolnej części komory paleniskowej, jak i w sąsiedztwie wlotów do separatorów cyklonowych. Duże zagrożenie dla pracy kotła stanowi obszar wysokiej koncentracji zlokalizowany na ścianie bocznej bezpośrednio nad lejem kotła. Pionowa ściana boczna kotła nad lejem nie jest chroniona wymurówką, znajduje się tam jedynie odgięcie rur (kickout) pozwalające na częściową ochronę rur przed intensywną erozją na przejściu z ściany pionowej na skośną. Obserwacje autorów publikacji ściany bocznej kotła na wysokości od ok. 0,5 do 3 m wykazują tam występowanie silnych zjawisk erozyjnych i potwierdzają wyniki uzyskane na drodze modelowania numerycznego.



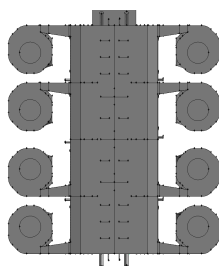
Rys. 4.8. Rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego wewnątrz komory kotła w odległości 0,02 m od ściany komory paleniskowej (skala koncentracji materiału cyrkulującego 0-0,007)

4.2.2. Analiza przepływu gazu i materiału w separatorach kotła

Analizując przepływ materiału cyrkulującego i gazu w separatorach, przedstawioną na rysunkach 4.1 i 4.2 geometrię rozszerzono o zabudowę separatorów cyklonowych. Na rysunkach 4.9-4.11 pokazano widok geometrii kotła z zabudowanymi separatorami cyklonowymi. Aby przyspieszyć obliczenia przepływu gazu i materiału, geometria nie zawiera zamknięcia syfonowego oraz wymienników ciepła Intrex. Podobnie jak w poprzednim rozdziale, obliczenia przeprowadzono dla maksymalnej wydajności kotła.



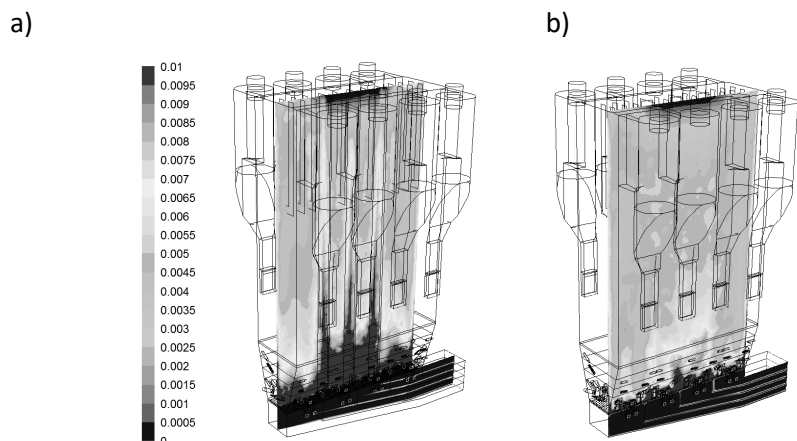
Rys. 4.9. Perspektywiczny widok geometrii komory paleniskowej analizowanego kotła wraz z układem separacji oraz widok od przodu geometrii komory kotła wraz z separatorami 1 i 8



Rys. 4.10. Widok z góry geometrii komory kotła wraz z układem separacji

Mając na uwadze zabudowane wewnątrz kotła krzyżowe wymienniki ciepła i ich wzajemny układ geometryczny względem okien wlotowych do cyklonu, istotne jest poznanie przepływu wewnątrz komory paleniskowej, szczególnie w sąsiedztwie wlotów do separatorów cyklonowych. Na rysunku 4.11 pokazano rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego w dwóch płaszczyznach: w osi komory paleniskowej i w odległości 2,65 m od osi komory paleniskowej. Zauważyć można wyraźne

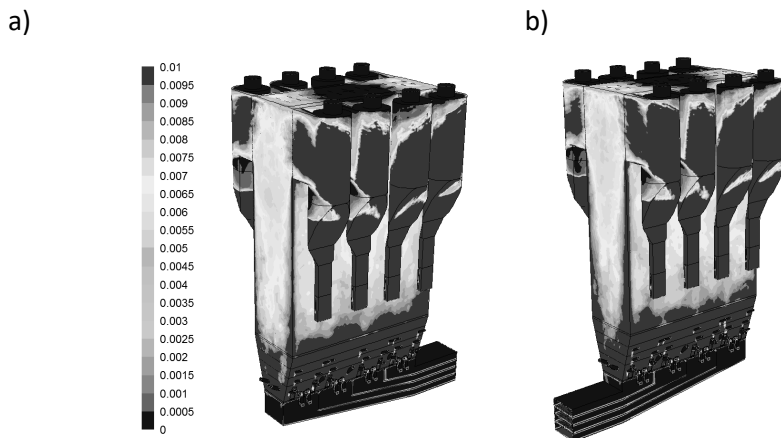
oddziaływanie krzyżowych powierzchni ogrzewalnych na przepływ materiału cyrkulującego zarówno w dolnej, jak i górnej części komory paleniskowej. Widoczne jest, że w dolnej części kotła wymienniki krzyżowe utrudniają przepływ materiału cyrkulującego do znajdujących się przy bocznych ścianach kotła obszarów. Natomiast w górnej części komory paleniskowej obserwuje się lokalny spadek koncentracji, wynikający z braku poprzecznego przepływu w kotle ograniczonego wymiennikami krzyżowymi oraz lokalizacją okien wlotowych do cyklonu.



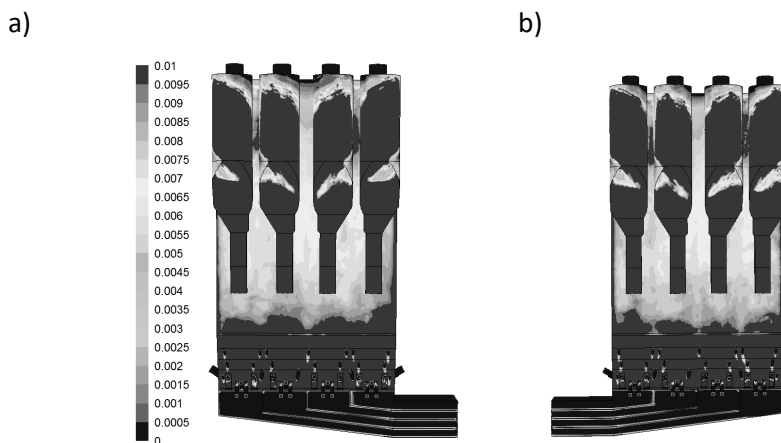
**Rys. 4.11. Rozkład koncentracji materiału w: a) osi kotła ($x = 0$ m),
b) w odległości $x = 2,65$ m od osi kotła**

Z punktu widzenia analizy przepływu materiału cyrkulującego w komorze paleniskowej kotła oraz separatorach cyklonowych istotne są rysunki 4.12 i 4.13, na których pokazano koncentrację materiału cyrkulującego na ściankach komory paleniskowej i ściankach separatorów cyklonowych. Analizując przedstawione wyniki, można stwierdzić podwyższony poziom koncentracji materiału cyrkulującego w komorze paleniskowej bezpośrednio nad kickoff, obserwuje się także wysokie wartości koncentracji w narożach komory paleniskowej pod cyklonami zewnętrznymi. Analizując natomiast rozkłady koncentracji w separatorach cyklonowych (rys. 4.12 i 4.13), widać wyraźnie, że w wyniku zakrzywienia kierunku przepływu w cyklonie mieszaniny gazu i materiału cyrkulującego następuje silne oddziaływanie siły odśrodkowej, która pozwala na separację ziaren materiału cyrkulującego. Widoczne jest to jako obszary wysokiej koncentracji na ściankach cyklonu. Wyraźnie zauważalny jest spiralny kierunek przepływu materiału do rury opadowej cyklonu. Analizując rysunki 4.12 i 4.13, widać, że praca cyklonów zewnętrznych i wewnętrznych wykazuje różnice. Związane to jest z nieco niższym poziomem koncentracji materiału cyrkulującego w centralnej części komory paleniskowej oraz wzajemną lokalizacją okien wlotowych do cyklonów wewnętrznych i krzyżowych wymienników

ciepła. Autorzy niniejszego rozdziału, analizując pracę kotła: temperatury w cyklonach, poziom SO_2 , NO_x , zużycie wymurówki, potwierdzili inną pracę cyklonów zewnętrznych i wewnętrznych.



Rys. 4.12. Rozkład koncentracji na ścianach kotła, widok od strony: a) przód kotła, cyklony 1, 2, 3, 4, b) tył kotła, cyklony 5, 6, 7, 8



Rys. 4.13. Rozkład koncentracji na ścianach kotła, widok od strony: a) prawej kotła, cyklony 1, 2, 3, 4, b) lewej kotła, cyklony 5, 6, 7, 8

4.2.3. Analiza przepływu gazu i materiału na wlocie do separatorów kotła

Jak wspomniano powyżej, analizowany kocioł fluidalny wyposażony jest w 8 cyklonów, w tym 4 narożne i 4 środkowe. Z przedstawionej do tej pory analizy wynika, że przepływ w kotle w znacznym stopniu zależy od zabudowanych

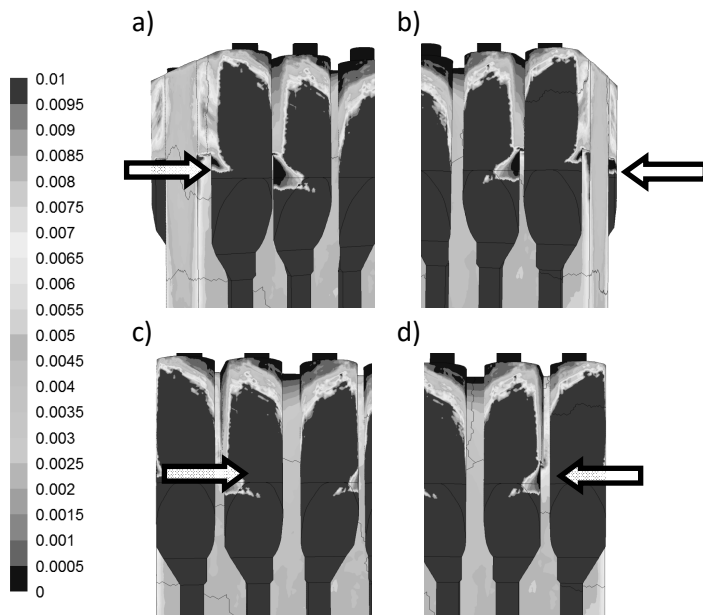
wewnątrz krzyżowych wymienników ciepła oraz lokalizacji względem nich okien wlotowych separatorów cyklonowych. W przypadku cyklonów zewnętrznych obsługa kotła boryka się z problemem erozji i uszkodzenia rur ekranowych w narożu kotła poniżej lotu do cyklonów zewnętrznych. Na rysunku 4.14 pokazano widok uszkodzonego naroża kotła bezpośrednio pod wlotem cyklonu narożnego.



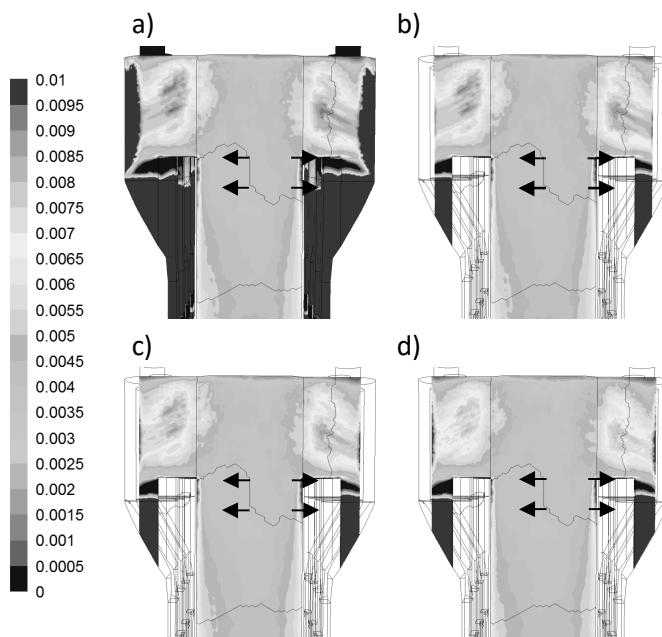
Rys. 4.14. Widok uszkodzonego ekranu kotła pod wlotem do cyklonu narożnego

Aby stwierdzić przyczynę powstających w narożach kotła uszkodzeń pod wlotami do cyklonów narożnych, przeprowadzono analizę wyników przepływu materiału cyrkulującego w sąsiedztwie wlotów do cyklonów zewnętrznych i środkowych. Na rysunku 4.15 pokazano widok rozkładów koncentracji w sąsiedztwie wlotów cyklonów zewnętrznych oraz cyklonów środkowych. W przypadku cyklonów zewnętrznych (rys. 4.15a, b) strzałką wskazano obszar wysokich koncentracji materiału pod oknami wlotowymi. Wskazane strzałką miejsce pokrywa się z rzeczywistym miejscem występowania uszkodzeń. W przypadku analizy wlotów do cyklonów środkowych (rys. 4.15c, d) nie obserwuje się w miejscach oznaczonych strzałkami wysokiego poziomu koncentracji. Dla cyklonów środkowych nie obserwuje się problemu z erozją w miejscach oznaczonych strzałką. Na tej podstawie można stwierdzić, że problem z występującą erozją pod oknami wlotowymi cyklonów zewnętrznych związany jest z odmiennym charakterem napływu materiału cyrkulującego do cyklonów zewnętrznych i środkowych. Badania modelowe autorów publikacji potwierdzają wnioski o różnym sposobie napływu materiału do cyklonów zewnętrznych i środkowych.

Bardziej szczegółową analizę można przeprowadzić, analizując rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego w wybranych przekrojach. Na rysunku 4.16 pokazano zestaw rozkładów koncentracji w przekroju ściany przedniej kotła oraz w przekrojach zlokalizowanych wewnątrz kotła. Natomiast na rysunku 4.17 przedstawiono rozkłady koncentracji na przedniej ścianie kotła oraz w kilku przekrojach zlokalizowanych wewnątrz kotła. Na analizowanych rysunkach strzałkami zaznaczono obszar, w których występują uszkodzenia ekranów kotła. Analizując zestawione dane na rysunkach 4.16 i 4.17, wyraźnie widać, że bezpośrednio pod wlotem do okna cyklonu zewnętrznego występuje obszar wysokiej koncentracji.

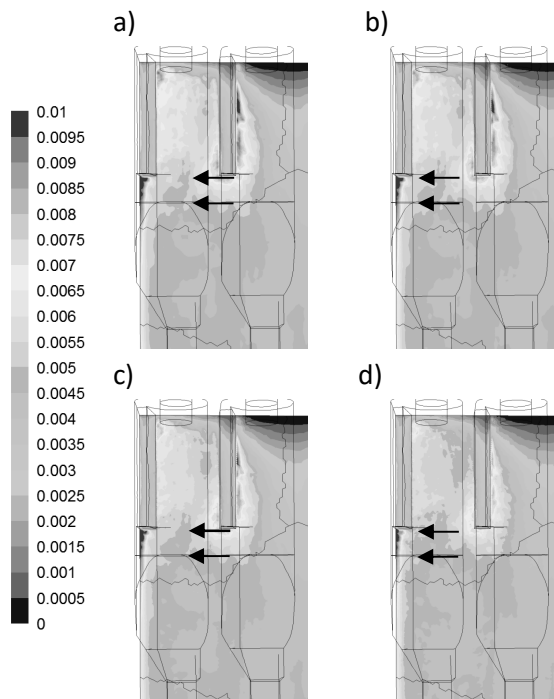


Rys. 4.15. Rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego na ścianach kotła: a) widok obszaru pod wlotem do cyklonu nr 1, b) widok obszaru pod wlotem do cyklonu nr 4, c) widok obszaru pod wlotem do cyklonu nr 2, d) widok obszaru pod wlotem do cyklonu nr 3



Rys. 4.16. Rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego w wybranych przekrojach kotła: a) ściana przednia kotła, b) 0,02 m wewnątrz kotła, licząc od ściany przedniej kotła, c) 0,05 m wewnątrz kotła, licząc od ściany przedniej kotła, d) 0,10 m wewnątrz kotła, licząc od ściany przedniej kotła

Obszar ten rozciąga się na odcinku ok. 3-4 metrów poniżej okna. W tym miejscu następuje gwałtowna zmiana kierunku napływającego gazu i materiału do cyklonu z pionowego w komorze paleniskowej na poziomy w kanale łączącym cyklon z komorą paleniskową. Gwałtowna zmiana kierunku powoduje wytrącenie się z głównego przepływu znacznej ilości materiału cyrkulującego, który zaczyna się gromadzić bezpośrednio pod oknem wlotowym. Gwałtowna zmiana kierunku wraz z wysoką koncentracją materiału w sąsiedztwie ekranów kotła są główną przyczyną występujących uszkodzeń w sąsiedztwie okien wlotowych cyklonów zewnętrznych. Autorzy rozdziału, prowadząc badania modelowe, potwierdzili ten charakter przepływu i przyczynę powstawania obserwowanych uszkodzeń.



Rys. 4.17. Rozkłady koncentracji materiału cyrkulującego w wybranych przekrojach kotła: a) ściana boczna prawa kotła, b) 0,02 m wewnątrz kotła, licząc od ściany bocznej prawej kotła, c) 0,05 m wewnątrz kotła, licząc od ściany bocznej prawej kotła, d) 0,10 m wewnątrz kotła, licząc od ściany bocznej prawej kotła

Podsumowanie

Modelowanie przepływów dwufazowych przeprowadzone w sposób poprawny może być wykorzystywane jako pomocne narzędzie w analizie przepływów w urządzeniach energetycznych, w tym w kotłach fluidalnych. Modelowanie przepływów jest zjawiskiem złożonym, wymagającym znajomości rzeczywistych procesów

zachodzących w urządzeniach energetycznych, znajomości procesu przygotowania obliczeń, ich prowadzenia i umiejętności właściwej analizy.

Przedstawione w pracy przykłady i ich analiza mogą być pomocne przy projektowaniu nowego koła fluidalnego lub mogą być wykorzystane podczas analizy przyczyn uszkodzeń elementów kotła lub ocenie przyczyn niedomagań kotła.

Obliczenia numeryczne każdorazowo powinny być weryfikowane poprzez badania modelowe, analizę innych danych, które mogą potwierdzić uzyskiwane drogą numeryczną wyniki.

Podziękowania

Praca została sfinansowana z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej

Literatura

- Adamczyk W., Węcel G., Klimanek A., Białecki R., Kozołub P., i Klajny M. (2014), *CFD model of an industrial circulating fluidized bed boiler*, Third International Conference on Computational Methods for Thermal Problems, June 2-4 2014, s. 449-454.
- Bis Z. (2010), *Kotły fluidalne – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa.
- Grądział S. (2012), *Nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne kotłów energetycznych*, Piece Przemysłowe & Kotły, VII-VIII.
- Kumar R., Pandey K.M. (2012), *CFD analysis of circulating fluidized bed combustion*, Engineering Science and Technology: An International Journal (ESTIJ), 2, 1.
- Mocek P. (2009), *Przewidywanie struktury przepływów wielofazowych w cyrkulacyjnym palenisku fluidalnym*, Modelowanie Inżynierskie, 38.

NUMERICAL ANALYSIS OF GAS-SOLIDS FLOW IN POWER INDUSTRY – A STUDY OF SOME CHOSEN CASES

Abstract: The chapter presents some selected issues of the modeling of the gas-solids flow on the example of a supercritical circulating fluidized bed boiler. Basic information on the modeling of power elements and systems of a fluidized bed boiler has been presented. On the basis of some selected cases the analysis of the flue gas and solids in the lower part of the furnace chamber, as well as in the cyclones was performed and discussed. On the basis of the results obtained it was possible to assess the nature of gas-solids flow in individual boiler elements, as well as to suggest necessary modernization or improvement works in order to improve boiler operation.

Keywords: flow modeling, fluidization, fluidized bed boiler, power boilers

5. PROGNOZOWANIE WSPÓŁCZYNNIKA PRZEJMOWANIA CIEPŁA WE FLUIDALNYM WYMIENNIKU CIEPŁA

Artur Błaszczuk¹, Szymon Jagodzik²

¹Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

²Tauron Wytwarzanie S.A., o/Elektrownia Łągisza

Streszczenie: Przeanalizowano transport ciepła pomiędzy gęstym złożem fluidalnym a zanurzoną poziomą wiązką rur w przemysłowym zewnętrznym wymienniku ciepła. W celu charakterystyki wymiany ciepła przeprowadzono osiem testów w komorze wymiennika ciepła ze złożem fluidalnym o przekroju 2,7 m×2,3 m (głębokość × szerokość) oraz wysokości do 1,3 m. Autorzy opracowali mechanistyczny model do prognozowania średniego współczynnika przejmowania ciepła, uwzględniający między innymi: wpływ struktury geometrycznej wiązki rur oraz położenia powierzchni wymiany ciepła na intensywność wymiany ciepła. Prognozowane dane pokazują, że na średni współczynnik przejmowania ciepła istotny wpływ ma prędkość gazu, gęstość zawiesiny, a nie wymiar ziaren złoża. Zaproponowano korelacje empiryczne do prognozowania danych dotyczących wymiany ciepła, ponieważ istniejące dane literaturowe nie są wystarczające dla komercyjnych wymienników ciepła ze złożem fluidalnym. Na podstawie oceny warunków pracy zewnętrznego wymiennika ciepła można wskazać optymalne warunki, w których zachodzi proces wymiana ciepła ($h_{\text{avg max}} @ U_g = 0,21 \text{ m/s}$ dla $d_p = 0,232 \text{ mm}$). Opracowany mechanistyczny model wymiany ciepła został zweryfikowany na podstawie wyników eksperymentalnych w badanych warunkach.

Słowa kluczowe: wymiennik ciepła, złożo fluidalne, współczynnik przejmowania ciepła, mechanistyczny model wymiany ciepła

Wprowadzenie

Podstawowa wiedza na temat przepływu ciepła od złoża fluidalnego do wiązki rur dostarcza ważnych informacji w kontekście optymalizacji konstrukcji i prawidłowej pracy wymienników ciepła ze złożem fluidalnym (FBHE) w kotle CFB. Należy zauważyć, że proces wymiany ciepła od złoża do ścianki rury jest bardzo skomplikowany ze względu na złożony charakter złoża fluidalnego. Wynika to

w głównej mierze z takich parametrów, jak: rozmiar i sferyczność ziaren, ciepło właściwe ziaren oraz właściwości cieplnych gazu, prędkości fluidyzacji, dynamiki pęcherzyków gazu, czasu przebywania ziaren na powierzchni wymiany ciepła, geometrii wymiennika ciepła, a także rodzaju dystrybutora gazu. Ponadto mechanizm przenoszenia ciepła od złoża fluidalnego do powierzchni rury zależy od parametrów geometrycznych wiązek rur, takich jak średnica, podziałka, kształt, odstęp, położenie układu rur, orientacja i rodzaj materiału. Tak więc istnieją różne procesy i szczególności techniczne wymienników ciepła ze złożem fluidalnym, które mogą umożliwić wydajną produkcję energii, a także korzyści ekonomiczne w wielkoskalowych jednostkach CFB.

Opublikowano wiele wyników badań przeprowadzonych w celu zrozumienia przebiegu procesu wymiany ciepła w wymiennikach ciepła ze złożem fluidalnym, ale ograniczają się one do badań w skali laboratoryjnej, zwłaszcza dla pojedynczej poziomej rury lub cylindra zanurzonego w pęcherzowych złożach fluidalnych. Dane podane przez Stenberga i in. (2019) pokazują, że na obliczony współczynnik przejmowania ciepła wpływa wielkość ziaren, temperatura złoża, rodzaj materiału złoża oraz prędkość gazu. Wykazali oni, że szybkość wymiany ciepła wzrosła z 768 do 1858 W/(m²K) wraz ze spadkiem średnicy ziaren złoża z 0,327 mm do 0,123 mm, wzrostem temperatury złoża (400-900°C), a także wzrostem prędkości fluidyzacji do 0,15 m/s. Merzsch i in. (2013) przeprowadzili badania podstawowe nad wpływem warunków doświadczalnych (m.in. wilgotność i średnica ziaren) na zmienność współczynnika przejmowania ciepła dla trzech różnych średnic pojedynczych poziomych rur (średnica zewnętrzna: 14 mm; 21,3 mm i 33,7 mm) w złożu fluidalnym. Inni autorzy (Masoumifard i in. 2008) opracowali model wymiany ciepła oparty na podejściu klastrowym do przewidywania uśrednionego w czasie konwekcyjnego współczynnika przejmowania ciepła dla małej poziomej rury ($d_t = 8$ mm). We wczesnych publikacjach Grawal i Saxena (1981; 1983) zaproponowali empiryczne korelacje dla maksymalnego współczynnika przejmowania ciepła dla pojedynczej rury i wiązki rur zanurzonych w złożu fluidalnym z drobnymi zianami ($75 < Ar < 20\ 000$). Kurosaki i in. (1988) wykonali eksperymenty z pojedynczym poziomym grzany cylindrem kołowym przy liczbie Reynoldsa wahającej się od 90 do 3770. Zaobserwowano, że maksymalne wartości lokalnego współczynnika przejmowania ciepła występowały w punkcie stagnacji, a najmniejsze na bocznej ścianie cylindra w przypadku wysokiej Re. Przy niskiej liczbie Reynoldsa maksymalne wartości występowały w równikowych strefach bocznych cylindra, a najmniejsze po stronie wlotowej. Tę samą zmianę trendu lokalnego współczynnika przejmowania ciepła wokół poziomego cylindra zanurzonego w pęcherzowym złożu fluidalnym opisali Di Natale i in. (2010). W kolejnej pracy (Friedman i in. 2006) opracowano empiryczną korelację na liczbę Nusselta w funkcji liczby Archimedesesa oraz d_t/d_p dla dwóch różnych wielkości cylindrów poziomych na podstawie pomiarów wykonanych w skali pilotażowej i laboratoryjnej w obiektach CFB. W pracy

naukowej (Cai i in. 2018) opracowano nową koncepcję zewnętrznego wymiennika ciepła dla kotła z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym. Wyniki pokazały, że absorpcja ciepła może być kontrolowana przez prędkość fluidyzacji zarówno w wymienniku ciepła ze złożem fluidalnym, jak i w części przelewowej uszczelnienia pętli. Warto zauważyć, że proponowana nowa koncepcja wymiennika ciepła ze złożem fluidalnym może być zastosowana w komercyjnych komorach spalania CFB.

Obecnie istnieje duże zainteresowanie charakterystyką wymiany ciepła w warunkach wielkoskalowych pęcherzowych złożach fluidalnych. Wynika to z ograniczonej dostępności danych eksperymentalnych dla FBHE w opublikowanej literaturze ze względów komercyjnych. Wybrane dane doświadczalne dotyczą jednak charakterystyki wymiany ciepła dla wielkoskalowych bloków CFB, zwykle przedstawiane są tylko przy różnych obciążeniach kotła (Wang i in. 2003; Li i in. 2020; Song i in. 2018; Man i in. 2012; Wang i in. 2015). Tylko nieliczne prace (Błaszczuk i in. 2018; Błaszczuk, Jagodzik 2020) szczegółowo omawiały wymianę ciepła pomiędzy poziomą wiązką rur a złożem fluidalnym.

Do chwili obecnej nadal brakuje wytycznych, danych eksploatacyjnych dla komercyjnych FBHE w odniesieniu do osiągnięcia optymalnych warunków wymiany ciepła do wytwarzania energii w sposób akceptowalny dla środowiska. Dlatego jednym z głównych wyzwań przy zwiększaniu skali lub projektowaniu systemów FBHE jest brak odpowiednich danych na temat intensywności wymiany ciepła do wiązek rur. Jak opisano powyżej, większość opublikowanych wyników dotyczy skali laboratoryjnej, zwłaszcza pojedynczej rurki lub cylindra.

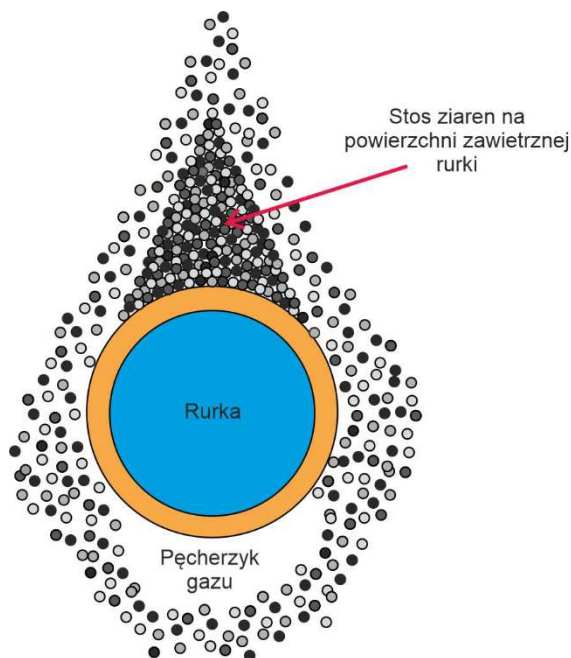
Niniejszy rozdział ma na celu wypełnienie tej luki i ulepszenie mechanistycznego modelu wymiany ciepła opartego na podejściu odnawiania pakietów ziaren (klastrów). Zaproponowany model wymiany ciepła oprócz dynamiki pęcherzyków (frakcja pęcherzykowa) oraz procesu mieszania ciał stałych (czas kontaktu emulsji ze ścianką poziomej wiązki gładkich rur) uwzględnia współczynnik charakteryzujący strukturę i geometrię wiązki rur. Dokładność wymiarowania aktywnych powierzchni wymiany ciepła wpływa na dodatkowy koszt budowy elektrowni z powodu przewymiarowania wymienników ciepła. Dlatego głównym celem pracy jest dostarczenie wiarygodnych danych, które można wykorzystać do walidacji procedur i korelacji empirycznych stosowanych do projektowania wymienników ciepła ze złożem fluidalnym dla wielkoskalowych kotłów CFB. W związku z tym istnieje potrzeba dokładnej znajomości mechanizmów wymiany ciepła od złoża do rur w celu poprawy wymiany ciepła w komercyjnych wymiennikach ciepła.

5.1. Opis modelu wymiany ciepła

Przepływ fazy gazowej i ciał stałych w złożu fluidalnym są zmieniane przez obecność zanurzonej powierzchni wymiany ciepła. To samo dotyczy rozmiarów pęcherzyków gazu i ich rozkładu w złożach fluidalnych. W przypadku poziomych

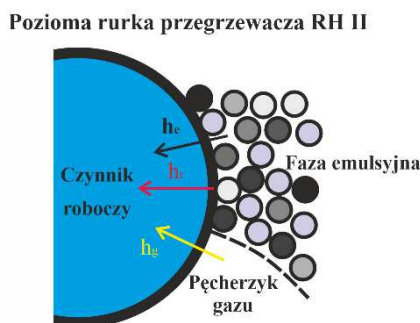
pęcherzków rur pęcherzyki gazu rozpadają się na mniejsze i są rozłożone w przekroju złoża znacznie bardziej jednorodnie w porównaniu do złoża bez powierzchni zanurzonych. Jak pokazano na rysunku 5.1, przepływ gaz-ciało stałe wokół pojedynczej poziomej gładkiej rury może charakteryzować się następującymi cechami: (i) tworzenie się niefluidyzowanej czapy ziaren złoża na dolnej powierzchni rury, gdzie mała jest szybkość wymiany ciepła, (ii) pojawienie się cienkiej warstewki gazu lub poduszki gazowej na górnej powierzchni rur oraz (iii) tworzenie się pęcherzyków gazu w punktach poziomej średnicy, spowodowane przez lokalne przyspieszenie przepływu gazu fluidyzacyjnego.

Do opisu średniego współczynnika przejmowania ciepła od złoża do rury zastosowano mechanistyczny model wymiany ciepła, który opiera się na teorii odnawiania pakietów ziaren zaproponowanej przez Mickleya i Fairbanksa (1955). Poniżej opisano wszystkie mechanizmy wymiany ciepła odpowiedzialne za przepływ ciepła do powierzchni rurowej zanurzonej w złożu fluidalnym. W modelu odnawiania pakietów ziaren złoża tzw. pakiety fazy emulsyjnej są wprowadzane na aktywną powierzchnię wymiany ciepła dzięki dynamice gazu fluidyzacyjnego. Po pozostaniu tam przez krótki czas ziarna fazy emulsyjnej będą wymiatane przez pęcherzyki gazu i cofnięte do głównego obszaru złoża i jednocześnie zamienione przez „świeże” ziarna (gorące pakiety) ze złoża. W tym modelu do celów analitycznych pakiet ziaren uznawany jest za jednorodny.



Rys. 5.1. Rozmieszczenie ziaren złoża wokół poziomej gładkiej rury

W układach ze złożem fluidalnym ciepło przekazywane jest do zanurzonej wiązki rur pakietami fazy emulsyjnej, poprzez perkolację gazu pomiędzy ziarnami złoża a powierzchnią rury, a także za pomocą pęcherzyków gazu, jak pokazano na rysunku 5.2.



Rys. 5.2. Mechanizmy wymiany ciepła występujące pomiędzy złożem fluidalnym a zanurzoną poziomą rurką przegrzewacza pary

Średni współczynnik przejmowania ciepła pomiędzy zanurzoną wiązką rur a złożem fluidalnym jest zdefiniowany następującym równaniem:

$$h_{avg} = \xi \left[\frac{n_{splash}}{n_r} h_{top} + \frac{n_{dense}}{n_r} h_{bottom} \right] \quad (5.1)$$

gdzie ξ oznacza współczynnik charakteryzujący strukturę wiązek rur, h_{top} oznacza współczynnik przejmowania ciepła dla górnych pęczków rur, h_{bottom} odnosi się do współczynnika przejmowania ciepła dla dolnych pęczków rur, n_r oznacza liczbę rzędów rur, n_{splash} i n_{dense} oznaczają liczbę rzędów rur zanurzonych odpowiednio w strefie rozbryzgu oraz gęstego złoża fluidalnego. Wartość współczynnika charakteryzującego strukturę wiązek rur ξ oblicza się ze wzoru:

$$\xi = \left[1 - \left(\frac{d_t}{p_h} \right) \left(1 + \frac{d_t}{d_t + p_v} \right) \right]^{0,25} \quad (5.2)$$

W równaniu d_t oznacza średnicę rur, p_h oznacza poziomą podziałkę rur, a p_v pionową podziałkę rur. W przypadku przesuniętej konfiguracji wiązki rur nie tylko podziałka pozioma, ale również podziałka pionowa wpływa na wartość średniego współczynnika przejmowania ciepła. W ten sposób średni współczynnik przejmowania ciepła zmniejsza się wraz ze spadkiem podziałki poziomej. Z drugiej jednak strony zmniejszenie wartości h_{avg} jest bardziej widoczne przy małej pionowej podziałce rur. Warto wspomnieć, że równanie (5.2) zostało wykorzystane także w innych pracach (Gelperin, Einstein 1971; Bao i in. 2020).

Ze względu na to, że poziome gładkie rury w górnych rzędach pracują w warunkach strefy rozbryzgu ($n_{\text{splash}} = 4$), stąd średni współczynnik przejmowania ciepła h_{top} uzyskuje się z następującej korelacji empirycznej (Błaszczuk i in. 2018; Błaszczuk, Jagodzick 2020; Kim i in. 2003):

$$Nu_{\text{top}} = 47,56 Re^{0,43} Pr^{0,33} \left(\frac{d_t}{d_p}\right)^{-0,74} \left(\frac{c_e}{c_g}\right)^{-1,69} \quad (5.3)$$

gdzie Re jest liczbą Reynoldsa, Pr oznacza liczbę Prandtla, d_p oznacza średnią średnicę cząstek Sautera, c_e i c_g są pojemnościami cieplną odpowiednio dla fazy emulsyjnej i fazy gazowej. Korelacja (5.3) obowiązuje dla badanej geometrii wiązki rur i może być stosowana w szerokim zakresie warunków eksperymentalnych: $0,97 \leq Re \leq 12,56$; $93,46 \leq d/d_p \leq 157,73$; $0,67 \leq c_e/c_g \leq 0,79$ i $Pr = 0,71$. Z prostej zależności na liczbę Nusselta zdefiniowaną równaniem (5.4) można obliczyć współczynnik przejmowania ciepła dla górnych wiązek rur za pomocą następującej korelacji empirycznej:

$$h_{\text{top}} = \frac{Nu_{\text{top}} k_g}{d_t} \quad (5.4)$$

W fazie gęstej złoża fluidalnego zanurzona pozioma wiązka rur bez ożebrowania ($n_{\text{dense}} = 20$) pozostaje w kontakcie z fazą emulsyjną, gdzie pęcherzyki i orientacja ziaren złoża są takie same jak w złożu upakowanym. W tym przypadku ogólnie przyjmuje się, że średni współczynnik przejmowania ciepła od złoża do rury dla dolnych pęczków rur h_{bottom} jest wyrażony jako kombinacja trzech dodatkowych składników: konwekcji od pakietu ziaren h_e , konwekcji od gazu h_g i promieniowania cieplnego h_r :

$$h_{\text{bottom}} = (1 - \delta_B) h_e + \delta_B h_g + h_r \quad (5.5)$$

Wszystkie trzy indywidualne mechanizmy wymiany ciepła zostaną omówione w dalszej części rozdziału. W równaniu (5.5) δ_B oznacza frakcję pęcherzyków gazu i jest wyznaczana zgodnie z klasyczną teorią dwufazową dla fluidyzacji agregatowej (Kunii, Levenspiel 1991; Tommey, Johnstone 1952).

Konwekcyjne przenoszenie ciepła od pakietu ziaren (fazy emulsyjnej) do poziomej wiązki rur dla dolnych pęczków rur jest szacowane za pomocą równania (5.6), które jest podane przez (Garcia-Triñanes i in. 2018) jako:

$$h_e = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{k_e \rho_e c_e} \frac{1}{\sqrt{t_e}} \quad (5.6)$$

gdzie t_e oznacza czas kontaktu emulsji z powierzchnią wymiany ciepła, c_e – pojemność cieplną emulsji, k_e oznacza przewodność cieplną emulsji, a ρ_e – gęstość fazy emulsyjnej.

Różne właściwości termofizyczne są niezbędne do wyznaczenia konwekcyjnego współczynnika przejmowania ciepła od fazy emulsyjnej (h_e) na podstawie teorii odnawiania pakietów ziaren. Podsumowując, dla poziomej wiązki rur zanurzonej w złożu fluidalnym wartości właściwości termofizycznych wyznacza się z równań wyszczególnionych w tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Korelacje stosowane do określenia właściwości fizycznych emulsji

Parametr	Równanie	Autor/Autorzy
Pojemność cieplna emulsji c_e	$c_e = (1 - \varepsilon_e)c_s + \varepsilon_e c_g$	R. Yusuf i in. (2005)
Przewodność fazy emulsyjnej k_e	$k_e = \varepsilon_e k_g + (1 - \varepsilon_e)k_s \left[\frac{1}{\varphi_b(k_s/k_g) + 2/3} \right]$	D. Kunii, O. Levenspiel (1991)
Gęstość emulsji (pakietu ziaren) ρ_e	$\rho_e = (1 - \varepsilon_e)\rho_s$	T.F. Oznyaynak, J.C. Chen (1980)
Porowatość fazy emulsyjnej ε_e	$\varepsilon_e = 1 - \frac{(1 - \varepsilon_{mf})[0,7293 + 0,5139(d_p/d_t)]}{1 + (d_p/d_t)}$	S.C. Saxena (1989), za Kim i in. (2003)

Składowa konwekcji od fazy gazowej współczynnika przejmowania ciepła dla dolnego pęczka rur jest szacowana z równania (5.7) zaproponowanego przez Baskakova i in. (1973), jak podano poniżej:

$$h_g = 0,009 \left(\frac{k_g}{d_p} \right) Ar^{0,5} Pr^{0,33} \quad (5.7)$$

gdzie d_p jest średnią średnicą cząstek Sautera, k_g oznacza przewodnictwo cieplne fazy gazowej, Ar oznacza liczbę Archimedesesa, a Pr jest liczbą Prandtla. Pomimo tego, że na zależność (5.7) nie ma wpływu zmiana średnicy i długości rurki, wielu naukowców (Modrak 1979; Glickeman, Decker 1980) wykorzystuje to równanie do oszacowania składowej konwekcyjnej od gazu w wymianie ciepła w szerokim zakresie fluidyzacji.

W podejściu odnawiania pakietów ziaren radiacyjny współczynnik przejmowania ciepła dla poziomych wiązek rur zanurzonych w gęstym złożu oblicza się za pomocą wzoru (5.8), natomiast poszczególne parametry cieplne ziaren złoża i powierzchni rur oblicza się za pomocą wzorów podanych w tabeli 5.2:

$$h_r = \frac{\sigma(T_{eb}^4 - T_w^4)}{\left(\frac{1}{e_b} + \frac{1}{e_w} - 1 \right) (T_{eb} - T_w)} \quad (5.8)$$

W równaniu (5.8) σ reprezentuje stałą Stefana-Boltzmann, e_b jest efektywną emisyjnością ziaren złoża, e_w oznacza emisyjność powierzchni rury, T_{eb} odnosi się do efektywnej temperatury złoża, a T_w oznacza temperaturę ścianki rury.

Tabela 5.2. Parametry stosowane do szacowania radiacyjnego współczynnika przejmowania ciepła

Parametr	Równanie	Autor
Efektywna emisyjność ziaren e_b	$e_b = (1 + e_p)/2$	N.S. Grewal (1984)
Efektywna temperatura złoża T_{eb}	$T_{eb} = 0,85T_b$	P. Basu (2006)
Temperatura ścianki (metal) T_w	$T_w = T_{sat} + \Delta T_w$	P. Basu (2006)

W niniejszym badaniu wymiany ciepła wartość efektywnej emisyjności ziaren złoża oszacowana jest przy założeniu, że emisyjność ziaren złoża wynosi 0,8. Przyjmuje się, że emisyjność poziomej gładkiej ścianki rury wynosi 0,7. Ze względu na to, że przegrzewacz RH II pracuje przy podobnych parametrach pracy (tj. temperaturze złoża, gęstości zawiesiny) jak ściana membranowa w komorze paleniskowej kotła CFB, autorzy zastosowali pierwszy wzór z dołu tabeli 5.2 do przewidzenia temperatury ścianki (metal) przy $\Delta T_w = 30^\circ\text{C}$, jak sugeruje Basu (2006). W niniejszej pracy temperatura złoża wahała się od 918 do 1094 K, natomiast gęstość zawiesiny mieściła się w zakresie 793-1006 kg/m³. W przypadku wiązki rur z ożebrowaniem różnicę między temperaturą wewnętrzną i zewnętrzną powierzchni rur ΔT_w , wykonanych ze stali węglowej lub stali stopowych, oblicza się za pomocą równań opisanych w pracy Zhanga i in. (2016). Ponadto, fluidalny wymiennik ciepła typu Foster Wheeler zintegrowany jest z komorą spalania. Składowa promieniowania cieplnego w mechanizmach wymiany ciepła przy niskiej temperaturze złoża ($T_b < 873$ K) jest pomijana, natomiast w przypadku wyższej temperatury złoża ($T_b > 873$ K) otrzymuje się ją z prostej zależności (5.8). Zatem, aby uzyskać dokładniejsze obliczenia współczynnika przejmowania ciepła h_{bottom} przy wysokiej temperaturze złoża do składowej konwekcyjnej dodawana jest składowa radiacyjna (Basu 2006; Leckner 2017).

5.2. Dane wejściowe do modelowania wymiany ciepła

W mechanistycznym modelu wymiany ciepła średni współczynnik przejmowania ciepła jest prognozowany bezpośrednio na podstawie dużej liczby danych eksperymentalnych w rozpatrywanych warunkach hydrodynamicznych. Aby uzyskać charakterystykę wymiany ciepła w zewnętrznym wymienniku ciepła, przeprowadza się osiem testów, gdy kocioł CFB o wydajności 1296 t/h pracuje w stabilnych warunkach pracy. Na podstawie obserwacji zmienności szybkości zmian parametrów eksploatacyjnych podczas poszczególnych testów zbierane są dane operacyjne zgodnie z twierdzeniem Shannona-Kotelnikova (Marks 2009). Każdy test trwa osiem godzin dla sześciu typowych warunków pracy fluidalnego wymiennika ciepła w celu ustalenia powtarzalności danych pomiarowych. Dane procesowe są rejestrowane

on-line za pomocą systemu monitorowania przez pewien okres, a średnia arytmetyczna jest używana do obliczenia średniego współczynnika przejmowania ciepła. Szczegółowy opis procedury stosowanej podczas wykonywania testów, pomiaru danych procesowych (tj. temperatura złoża, ciśnienie statyczne wewnątrz FBHE, parametry pary, przepływ gazu itp.) oraz opis systemów akwizycji danych przedstawiono w innych pracach (Błaszczuk, Jagodzik 2020; Błaszczuk i in. 2016; Błaszczuk, Nowak 2015; Błaszczuk i in. 2013). Odpowiednie właściwości fizyczne i termiczne fazy emulsyjnej i fazy gazowej stosowane w niniejszym badaniu przedstawiono w tabeli 5.3. Z kolei dane doświadczalne jako główne parametry wejściowe do modelowania wymiany ciepła w FBHE podano w tabeli 5.4.

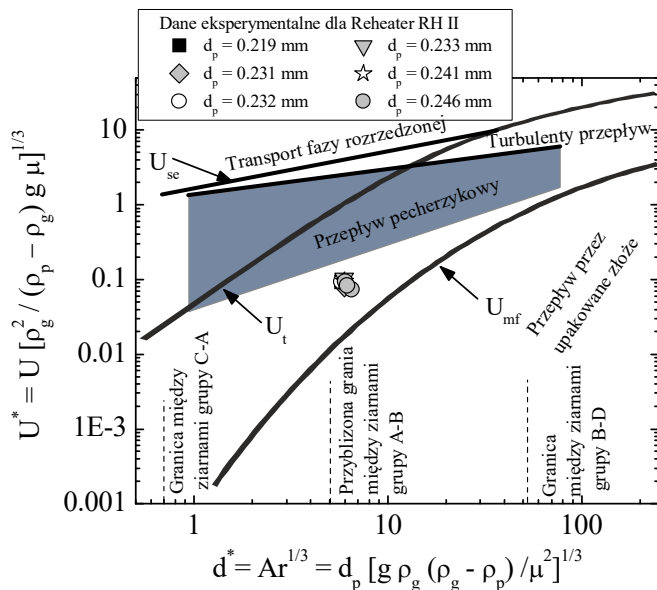
Tabela 5.3. Zastosowane wartości właściwości fazy gazowej i emulsji do modelowania wymiany ciepła

Parametr	Jednostka	Zakres wartości
Gęstość gazu ρ_g	kg/m ³	0,316-0,370
Współczynnik przewodzenia ciepła fazy gazowej k_g	W/(m · K)	0,056-0,067
Pojemność cieplna gazu c_g	J/(kg · K)	1,093-1,114
Lepkość gazu μ_g	Pa · s	$3,97 \cdot 10^{-5}$ - $4,45 \cdot 10^{-5}$
Gęstość emulsji ρ_e	kg/m ³	581,69-742,12
Współczynnik przewodzenia ciepła fazy emulsyjnej k_e	W/(m · K)	0,329-0,402
Pojemność cieplna emulsji c_e	J/(kg · K)	940,4-962,3

Tabela 5.4. Warunki doświadczalne podczas testów wydajnościowych wymiennika ciepła

Parametr	Jednostka	Zakres wartości
Prędkość gazu na pustym aparacie U_g	m/s	0,14-0,23
Minimalna prędkość fluidyzacji U_{mf}	m/s	0,0244-0,0299
Przepływ objętościowy gazu do skrzyni powietrznej \dot{m}_g	m ³ /h	1,08-1,70
Spadek ciśnienia Δp	kPa	12,62-14,45
Temperatura złoża T_b	K	918-1094
Wysokość złoża H_b	m	1,36-1,65
Gęstość zawiesiny ρ_b	kg/m ³	793-1006
Gęstość pozorna ziaren ρ_p	kg/m ³	2680-2750
Średnia średnica Sautera d_p	mm	0,219-0,246
Przepływ masowy pary \dot{m}	kg/s	13,95-47,42
Temperatura pary na wlocie T_{in}	K	750-762
Temperatura pary na wylocie T_{out}	K	829-853

Podczas testów eksploatacyjnych różnica między prędkością gazu a minimalną prędkością fluidyzacji wahała się od 0,12 do 0,21 m/s. W związku z tym reżim przepływu dwufazowego dla przepływu gazu w górę przez złożo fluidalne jest uznawany za swobodnie bulgoczący w oparciu o zakres wartości $(U_g - U_{mf})$ (Grace 1986). Jak wynika z rysunku 5.3, analizowany wymiennik ciepła pracował w warunkach gęstego złoża fluidalnego.



Rys. 5.3. Schemat przepływu gaz-ciało stałe dla analizowanego wymiennika ciepła w zależności od rodzaju proszku i prędkości gazu w górę (Grace 1986)

Przy niskim poziomie prędkości gazu i drobnych ziaren złoża proces zużycia erozyjnego poziomych wiązek rur nie występuje. Więcej informacji o danych konstrukcyjnych zewnętrznego wymiennika ciepła przedstawiono w kolejnym rozdziale.

W tym modelu lepkość gazu mieści się w zakresie $3,97 \cdot 10^{-5}$ - $4,45 \cdot 10^{-5}$ Pa · s. Przemysłowy wymiennik ciepła ze złożem fluidalnym pracuje z ziarnami złoża o średniej wielkości ($0,219$ mm $<$ d_p $<$ $0,246$ mm), w których pęcherzyki gazu pojawiają się, gdy tylko osiągnięta zostanie minimalna prędkość fluidyzacji.

5.3. Opis przemysłowego wymiennika ciepła

W zewnętrznym wymienniku ciepła rury do wymiany ciepła mają średnicę zewnętrzną 51 mm i grubość ścianki 7,1 mm. Powierzchnie wymiany ciepła w wiązce poziomej są rozmieszczone w układzie naprzemiennych rur o względnej

podziałce poziomej p_h/d_t wynoszącej 1,35 i o względnej podziałce pionowej p_v/d_t wynoszącej 2,19. Stosunek pionowej podziałki do średnicy p_v/d_t dla poziomych gładkich rur w wiązce umożliwia dobre mieszanie ziaren w złożu fluidalnym, a także przepływ pęcherzyków w górę pomiędzy sąsiednimi gładkimi rurami (Hyppanen, Goidich 1999). Stąd również dla optymalnych warunków wymiany ciepła w wymienniku ciepła ze złożem fluidalnym względna podziałka diagonalna p_{diag}/d_t jest równa 2,70. W tym badaniu wymiany ciepła przepuszczalność d_p/p_{min} dla rozważanego układu wiązek rur waha się od 0,003 do 0,004. Więcej szczegółów na temat charakterystyk geometrycznych poziomej wiązki rur wykorzystanej w modelowaniu wymiany ciepła przedstawiono w tabeli 5.5.

Tabela 5.5. Geometryczna charakterystyka wiązki rur dla analizowanego wymiennika ciepła

Układ przestawny rurek	Jednostka	Wartość
Średnica zewnętrzna rurki d_t	mm	51
Grubość ścianki rurki δ_t	mm	7,1
Podziałka pozioma p_h	mm	69
Podziałka pionowa p_v	mm	112
Podziałka diagonalna p_{diag}	mm	138
Minimalny odstęp między rurkami p_{min}	mm	61
Liczba rzędów n_r	pcs	24
Liczba rurek w kolumnie pionowej n_v	pcs	12
Liczba rurek w rzędzie poziomym n_h	pcs	32
Liczba równoległych rzędów rur n_{pr}	pcs	6

Wybrane dane konstrukcyjne nie zostały przedstawione ze względów komercyjnych. Niemniej jednak dolny rząd rurek w zewnętrznym wymienniku ciepła znajduje się około 500 mm nad dystrybutorem powietrza w celu zapobieżenia nieregularnej fluidyzacji, natomiast odległość pomiędzy górnym rzędem rur a dyszami strzałkowymi wynosi 1,54 m.

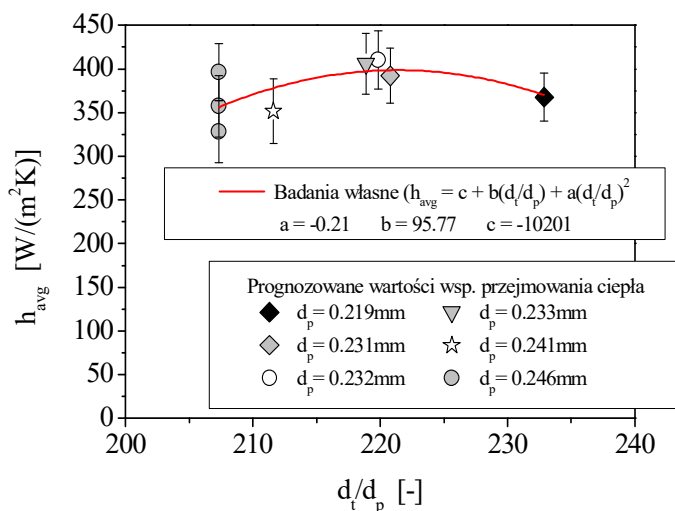
5.4. Rezultaty i dyskusja wyników

Poniżej przedstawiono prognozowane dane dotyczące wymiany ciepła w kontekście projektowania fluidalnych wymienników ciepła. Do oszacowania średniego współczynnika przenikania ciepła dla rozważanego przegrzewacza RH II wykorzystano procedurę opisaną w punkcie 5.2. Ponadto dane eksperymentalne z tabeli 5.4 posłużyły jako niezbędny punkt wyjścia do oszacowania średniego współczynnika przejmowania ciepła. Obliczone wyniki przedstawiono na rysunkach 5.4-5.8 dla różnych wartości d_p . Poniższe omówienie wyników odnosi się do ziaren z grupy B wg klasyfikacji Geldarta. Słupki błędów pokazane na rysunkach 5.4-5.6 przedstawiają

błąd względny wyznaczenia wartości średniego współczynnika przejmowania ciepła. W rzeczywistości słupki błędów dają lepszy wgląd w przedstawione dane dotyczące wymiany ciepła i wszelkie rozbieżności, które miały miejsce. Na wybranych wykresach linie trendu to łączniki zbioru danych wymiany ciepła. Korelacje do przewidywania współczynnika przejmowania ciepła zostały opracowane i oparte na danych przejmowania ciepła przedstawionych w tym punkcie. Ponadto opracowany mechanistyczny model wymiany ciepła jest zweryfikowany na podstawie danych eksperymentalnych w interesującym nas reżimie przepływu fluidalnego.

Rysunek 5.4 przedstawia średni współczynnik przejmowania ciepła jako funkcję średniej średnicy ziaren Sautera. Jak widać, współczynnik przejmowania ciepła zwiększa się powoli przy stosunku d_t/d_p w zakresie 207,3-219,8, a następnie proporcjonalnie zmniejsza się przy stosunku d_t/d_p 220,8-232,9. Ten trend zmienności współczynnika przejmowania ciepła nie był zgodny z obserwacjami poczynionymi we wcześniejszych pracach (Błaszczuk, Jagodzik 2020; Saxena 1989).

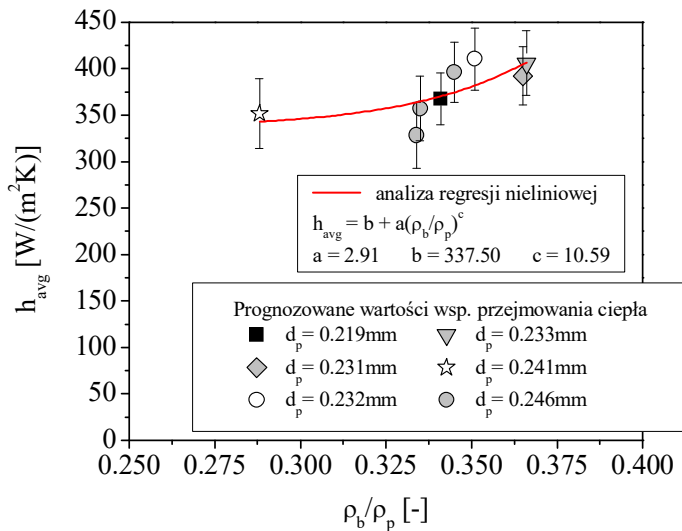
W odniesieniu do rysunku 5.4 można stwierdzić, że dla danego stosunku d_t/d_p najwyższą intensywność wymiany ciepła uzyskuje się, gdy komercyjny FBHE eksploatowany był przy wielkości ziaren złoża 0,232 mm (@ $d_t/d_p = 219,8$). Nawiasem mówiąc, najniższą wartość średniego współczynnika przejmowania ciepła ($h_{avg} = 328 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$) uzyskuje się, gdy przemysłowy układ fluidalny pracował ze średnicą ziaren złoża równą 0,246 mm (@ $d_t/d_p = 207,3$). Wydaje się to korelować z jakością fluidyzacji (tj. czasem kontaktu emulsji i dynamiką pęcherzyków gazu) indykowaną przez prędkość gazu. Problem ten zostanie szerzej omówiony w dalszej części rozdziału (patrz rys. 5.6). Niemniej jednak warto zauważyć, że właściwości gazu fluidyzacyjnego mają zasadniczy wpływ na charakterystykę wymiany ciepła w rurowym wymienniku ciepła ze złożem fluidalnym.



Rys. 5.4. Średni współczynnik przejmowania ciepła w funkcji rozmiaru ziaren

Na rysunku 5.4 widać, że istnieje duża rozbieżność w wartościach współczynnika przejmowania ciepła. Możliwą przyczyną tej rozbieżności wynika z typu ziaren. Ziarna złoża fluidalnego o podobnej pojemności cieplnej emulsji dają podobną szybkość wymiany ciepła. Dla ziaren złoża o wielkości od 0,231 do 0,233 mm i pojemności cieplnej emulsji wynosi ok. 0,962 kJ/(kgK), obserwuje się niewielką zmienność wartości współczynnika przejmowania ciepła ($\Delta h_{avg} = 18 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$) w przeciwieństwie do średnicy ziaren złoża 0,246 mm ($\Delta h_{avg} = 68 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$). Ponadto przewidywane dane pokazują, że największej szybkości wymiany ciepła nie obserwuje się, gdy wymiennik ciepła pracuje przy średnicy ziaren złoża 0,219 mm ($c_e = 0,949 \text{ kJ}/(\text{kgK})$). Można zatem stwierdzić, że użycie najdrobniejszych ziaren złoża nie jest jedynym sposobem na zwiększenie współczynnika przejmowania ciepła.

Przewidywany średni współczynnik przejmowania ciepła dla sześciu średnich rozmiarów ziaren złoża w funkcji znormalizowanej gęstości zawiesiny zobrazowano na rysunku 5.5.



Rys. 5.5. Średni współczynnik przejmowania ciepła w funkcji znormalizowanej gęstości zawiesiny

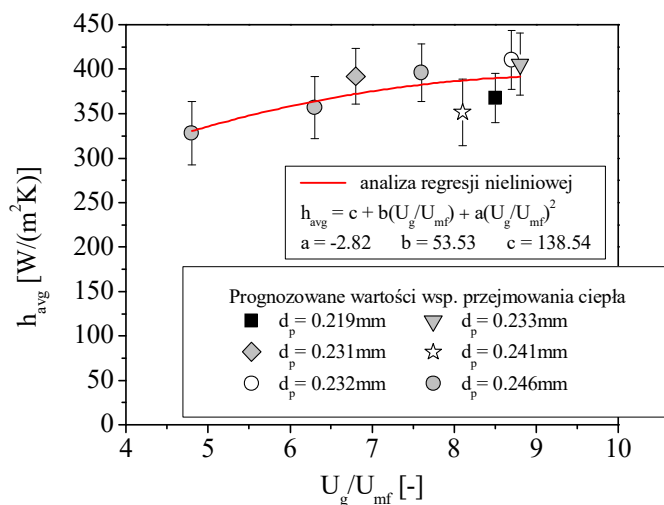
Jak pokazano na tym rysunku, średni współczynnik przejmowania ciepła wahał się od 328 do 410 $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$ dla badanych warunków fluidyzacji. Szybkość wymiany ciepła wzrasta stopniowo, ale wykładniczo wraz ze wzrostem gęstości zawiesiny, co przedstawia czerwona krzywa. Zmienność współczynnika przejmowania ciepła przy znormalizowanej gęstości zawiesiny jako parametru hydrodynamiki złoża wynika z kilkukrotnie wyższego przewodnictwa cieplnego fazy emulsyjnej w przeciwieństwie do przewodnictwa cieplnego fazy gazowej, np. $k_e/k_g = 6,6 @ d_p = 0,232 \text{ mm}$ czy $k_e/k_g = 5,5 @ d_p = 0,241 \text{ mm}$. Gdy znormalizowana gęstość zawiesiny jest

wystarczająco wysoka ($0,351 < \rho_b/\rho_p < 0,366$), to powierzchnia wymiany ciepła jest pokryta fazą emulsyjną lub pakietami ziaren i uzyskuje się augmentacyjny transfer ciepła, inaczej niż przy niższej gęstości zawiesiny w analizowanym wymienniku ciepła. Do wartości znormalizowanej gęstości zawiesiny 0,288 lub 0,334 obliczony współczynnik przejmowania ciepła pozostaje w przybliżeniu stały ($\Delta h_{avg} = 5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$). Średnia średnica ziaren Sautera ma niewielki wpływ na średni współczynnik przejmowania ciepła, z wyjątkiem szybkości przejmowania ciepła @ $\rho_b/\rho_p < 0,341$. Należy zauważyć, że największy rozrzut wartości współczynnika przejmowania ciepła odnotowano dla średniej średnicy ziaren wynoszącej 0,246 mm. Można to wytłumaczyć faktem, że ziarna złoża o tej samej średnicy mają różne gęstości cząstek, na co również wskazywali autorzy w swojej poprzedniej pracy (Błaszczuk, Jagodzick 2020). Przewidywane wartości średniego współczynnika przejmowania ciepła nie są jednoznacznie zależne od gęstości zawiesiny, ale mają na nie wpływ aktywność pęcherzyków gazu i ruchy fazy/pakietów emulsji w bezpośrednim sąsiedztwie poziomej wiązki rur. Najwyższa szybkość wymiany ciepła wynika ze zwiększonego obciążenia ziarnami i cyrkulacji wywołanej pęcherzykami gazu.

Ogólnie zaobserwowano, że przy średniej średnicy ziaren Sautera wynoszącej 0,232 mm pozioma wiązka rur gładkich jest narażona na krótki czas kontaktu ($t_e = 0,15 \text{ s}$) z fazą emulsyjną i wysoki poziom frakcji pęcherzyków (tj. $\delta_B = 0,37$) w złożu fluidalnym. Tymczasem w warunkach najniższej gęstości zawiesiny (tj. $\rho_b/\rho_p = 0,288$ @ $d_p = 0,241 \text{ mm}$) wiązka rur przegrzewacza pracowała z mniejszą szybkością zastępowania pakietów ziaren przez pęcherzyki gazu. Argument ten może być potwierdzony przez wyżej wspomniany stosunek k_e/k_g i większe puste przestrzenie w fazie emulsji ($\epsilon_e = 0,79$ i $h_g/h_{avg} = 0,2$) podczas testu wydajności przy wielkości ziaren złoża 0,241 mm. Udział konwekcji gazowej w mechanizmach wymiany ciepła dla innych średnich średnic ziaren złoża był znikomy ($h_g/h_{avg} = 0,01$). W dalszej części pracy omówiono udziały poszczególnych mechanizmów wymiany ciepła pomiędzy złożem fluidalnym a powierzchnią rury przegrzewacza.

Wpływ prędkości gazu pod względem liczby fluidyzacji $N = U_g/U_{mf}$ na szacowany średni współczynnik przejmowania ciepła przy różnych średnich średnicach ziaren złoża przedstawiono na rysunku 5.6. Na podstawie rysunku 5.6 widać tendencję wzrostową dla średnich danych wymiany ciepła przy wzroście prędkości gazu, z wyjątkiem wartości średniego współczynnika przejmowania ciepła dla średniej wielkości ziaren złoża 0,241 mm i 0,219 mm ($8,1 < U_g/U_{mf} < 8,5$). Przewidywania tego modelu reprezentują podobny trend zmian średniego współczynnika przejmowania ciepła wraz ze wzrostem prędkości gazu jak w pracach (Stenberg i in. 2019; Merzsch i in. 2013; Bao i in. 2020; Kim i in. 2003; Borodula i in. 1980; Huang, Levy 2004; Molerus, Mattmann 1992; Kim, Kim 2013; Lu i in. 2011; Bao i in. 2021). Na rysunku 5.6 czerwona linia reprezentuje równanie korelacji uzyskane dla danych

wymiany ciepła z użyciem regresji nieliniowej w oprogramowaniu Origin 8 (2007). Wpływ parametrów hydrodynamicznych złoża, takich jak prędkość gazu na pustym aparacie i minimalna prędkość fluidyzacji, został uwzględniony w równaniu korelacyjnym. Dane regresji dla wybranych wartości współczynnika przejmowania ciepła od złoża do ścianki rury przedstawiono na rysunku 5.6. Wszystkie badane ziarna złoża wykazują wielomianowy wzrost wymiany ciepła powyżej minimalnej prędkości fluidyzacji. Wykazano, że liczba fluidyzacji ma istotny wpływ na średni współczynnik przejmowania ciepła. Niemniej jednak wartości współczynnika przejmowania ciepła od złoża do rury rosną raczej bardzo powoli przy średnich rozmiarach ziaren złoża 0,232 i 0,233 mm, podczas gdy prędkość gazu waha się od 0,21 do 0,23 m/s, odpowiednio. Dla tych wartości prędkości gazu obserwuje się optymalne warunki wymiany ciepła podczas wszystkich testów wydajnościowych. Poza tym wpływ prędkości na szybkość wymiany ciepła może być pomijalny, gdy U_g/U_{mf} jest wystarczająco wysokie. Najwyższą wartość średniego współczynnika przejmowania ciepła ($h_{avg\ max} = 410,29\ W/(m^2K)$) odnotowano dla średniej średnicy ziarna Sautera równej 0,232 mm. Ponadto współczynnik przejmowania ciepła jest niższy, gdy zewnętrzny wymiennik ciepła pracuje przy wielkości ziaren złoża 0,246 mm i liczbie fluidyzacji poniżej 6,8.

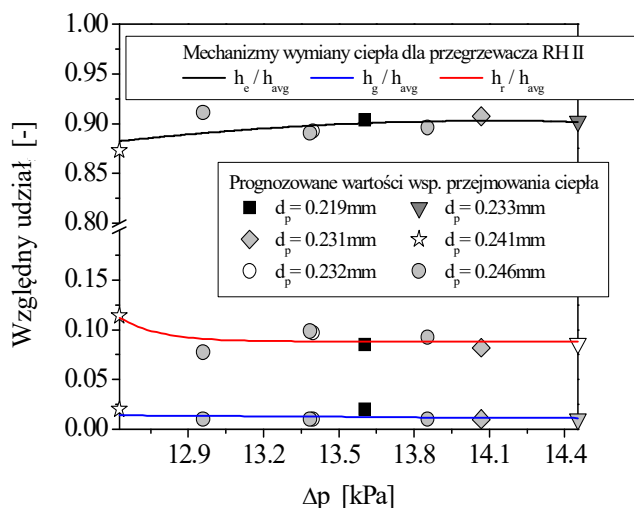


Rys. 5.6. Wpływ prędkości gazu na średni współczynnik przejmowania ciepła

Jak widać na rysunku 5.6, wraz ze wzrostem natężenia przepływu gazu poza minimalne warunki fluidyzacji faza emulsyjna wchodzi w kontakt z poziomą wiązką gładkich rur. Jest to prawdopodobnie spowodowane zwiększoną dynamiką kontaktu powierzchniowego złoża z rurą, która zmienia się znacząco wraz z szybkością przepływu gazu i wielkością ziaren wewnątrz zewnętrznego wymiennika ciepła. Przy niskiej liczbie fluidyzacji, mieszczącej się w zakresie od 4,8 do 6,3, czas

kontaktu fazy emulsyjnej z poziomą rurką zmienia się od 0,17 do 0,19 s. Jednocześnie dla $U_g/U_{mf} > 8,1$ wyższe wartości średniego współczynnika przejmowania ciepła spowodowane są krótszym czasem kontaktu emulsji ($0,14 \text{ s} < t_e < 0,15 \text{ s}$) w przeciwieństwie do badań z niskim poziomem prędkości gazu. Zatem dane dotyczące wymiany ciepła wskazują, że charakterystyka kontaktu emulsji z powierzchnią przegrzewacza RH II odgrywa zasadniczą rolę w intensywności wymiany ciepła. Z przewidywanych danych dotyczących wymiany ciepła wynika wzajemne oddziaływanie między fazą emulsyjną a aktywnością pęcherzyków gazu. Oczywiście jest, że wraz ze zmniejszaniem się rozmiaru pęcherzyka gazowego dochodzi do wzrostu częstotliwości pęcherzyków i większej częstotliwości wymiany pakietów w sąsiedztwie powierzchni rurowych, co z kolei doprowadziło do wyższych wartości średniego współczynnika przejmowania ciepła.

Rysunek 5.7 przedstawia względny udział poszczególnych mechanizmów wymiany ciepła w stosunku do występującego spadku ciśnienia. Jak pokazano na tym rysunku, dominujący mechanizm przenoszenia ciepła miał miejsce od ziaren złoża fluidalnego do przegrzewacza rurowego.



Rys. 5.7. Zmienność mechanizmów wymiany ciepła wraz ze spadkiem ciśnienia

Konwekcyjny transfer ciepła z pakietu ziaren (faza emulsyjna) jako pojedynczy dominujący mechanizm wymiany ciepła zmieniał się w zakresie od 0,87 do 0,91 dla szerokich warunków pracy wymiennika ciepła ze złożem fluidalnym. Największą wartość udziału konwekcji od ziaren w finalnej wartości średniego współczynnika przejmowania ciepła osiągnięto przy spadku ciśnienia 12,96 kPa dla średniej wielkości ziarna 0,246 mm. Dominująca rola składnika fazy emulsyjnej w mechanizmach wymiany ciepła wynikała z dużej gęstości zawiesiny (nie mniejszej niż 793 kg/m^3) podczas rozpatrywanych warunkach fluidyzacji. Dla ziaren drobnych

szacowany udział konwekcyjnego przenoszenia ciepła z fazy emulsyjnej zwiększał się powoli, aż do spadku ciśnienia 13,4 kPa, a następnie przy dalszym wzroście spadku ciśnienia utrzymywał się na stałym poziomie. Nawiasem mówiąc, wyższy h_c/h_{avg} był spowodowany dużą intensywnością ruchu materiału złoża w sąsiedztwie wiązki rur w wyniku dostatecznej prędkości fluidyzacji gazu, a także bardzo krótkiego czasu przebywania cząstek na powierzchni rury przegrzewacza RH II.

Udział składowej konwekcyjnej od gazu w mechanizmach wymiany ciepła w przypadku wszystkich rozpatrywanych średnich średnic ziaren złoża był znikomy ($0,01 < h_g/h_{avg} < 0,02$). Udziały h_g/h_{avg} dla wszystkich średnich średnic ziaren złoża niewiele różniły się od siebie (tj. $h_g/h_{avg} = \pm 0,01$). Dla wszystkich rozmiarów ziaren stwierdzono, że przewidywany trend wartości h_g/h_{avg} był niezależny od spadku ciśnienia. W szczególności niski udział konwekcji od fazy gazowej w średnim współczynniku przejmowania ciepła od złoża do poziomej rury wynikał z dużej porowatości złoża ($0,63 \leq \varepsilon \leq 0,71$) i małej powierzchni wymiany ciepła, która jest wystawiona na działanie pęcherzyków gazu ($0,12 \leq f_B \leq 0,15$). W prezentowanych badaniach wymiany ciepła udział powierzchni rury pokrytej pęcherzykami gazu został oszacowany za pomocą następującego równania (El-Mahallaawy, El-Din Habik 2002):

$$f_B = 0,08553 \left[U_{mf}^2 \left[\left(U_g / U_{mf} \right) - 1 \right]^2 / g d_p \right]^{0,1948} \quad (5.9)$$

gdzie d_p oznacza średnią średnicę ziaren Sautera, g to przyspieszenie ziemskie, U_g to prędkość gazu, a U_{mf} to minimalna prędkość fluidyzacji.

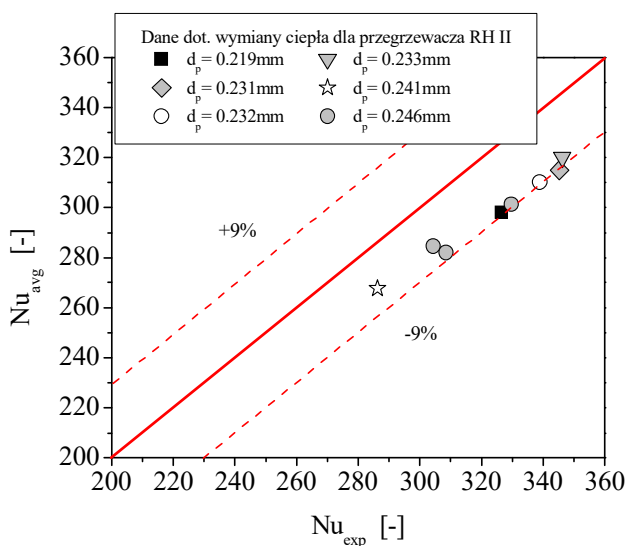
Udział promieniowania w średnim współczynniku przejmowania ciepła wahał się od 0,11 do 0,07 przy wzroście spadku ciśnienia w zakresie 12,62-14,45 kPa. Wartości wskaźnika h_r/h_{avg} potwierdziły, że promieniowanie cieplne nie jest ważnym mechanizmem wymiany ciepła dla zakresów temperatur złoża 918-1094 K. Jak widać na rysunku 5.7, stosunek promieniowania do całkowitego przejmowania ciepła zmienia się asymptotycznie przy spadku ciśnienia w zakresie 12,62-13,31 kPa. Główną przyczyną niskiego udziału promieniowania w całkowitym przenoszeniu ciepła było to, że podczas przeprowadzonych badań w wymienniku ciepła ze złożem fluidalnym występowała duża koncentracja ciał stałych. Składnik radiacyjny będzie odgrywał kluczową rolę, ale w wysokiej temperaturze w warunkach fazy rozrzedzonej.

W celu walidacji teoretycznej zależności na średni współczynnik przejmowania ciepła (równanie (5.1)), zaproponowanej w niniejszym opracowaniu, wyniki pochodzące z testów są wykorzystywane do sprawdzenia przydatności mechanistycznego modelu wymiany ciepła. Analizę porównawczą przeprowadzono między przewidywaną liczbą Nusselta Nu_{avg} a eksperymentalną liczbą Nusselta Nu_{exp} i pokazano ją na rysunku 5.8. Do obliczenia danych eksperymentalnych wykorzystano następującą zależność:

$$Nu_{exp} = \frac{\dot{m}c_p(T_{out}-T_{in})d_t}{A_h(T_w-T_b)k_g} \quad (5.10)$$

gdzie A_h oznacza powierzchnię wymiany ciepła przegrzewacza RH II, c_p oznacza pojemność cieplną pary, \dot{m} – przepływ masowy pary, a T_{in} i T_{out} oznaczają temperaturę pary odpowiednio na wlocie i wylocie. Inne oznaczenia użyte w równaniu (5.10) wyjaśniono w tabelach 5.2 i 5.4. W powyższych obliczeniach Nu_{exp} wykorzystuje wartości parametrów pary (przepływ masowy, temperatura na wlocie i wylocie), temperatury złoża i temperatury ścian, które są uzyskiwane na podstawie pomiarów przeprowadzonych podczas prób eksploatacyjnych.

Niewielka rozbieżność między przewidywaną liczbą Nusselta a eksperymentalną liczbą Nusselta wynika z kilku przyczyn. Wyższe dane eksperymentalne wynikają ze zwiększonej ruchliwości ziaren złoża i dynamiki pęcherzyków w sąsiedztwie powierzchni rury przegrzewacza. Prawdopodobną przyczyną była grubość „warstewki gazowej” wokół powierzchni wymiany ciepła przegrzewacza RH II, która jest rzędu wielkości średnicy ziaren złoża. W przypadku ziaren złoża o rozmiarach od 0,219 do 0,246 mm efektywna przewodność cieplna luźno upakowanych ziaren złoża jest prawie sześciokrotnie większa niż przewodność cieplna fazy gazowej.



Rys. 5.8. Porównanie eksperymentalnej liczby Nusselta z przewidywaną liczbą Nusselta

W obecnym badaniu wymiany ciepła stosunek k_c/k_g zmieniał się od 5,00 do 6,11. Jeśli chodzi o parametr przepływu, jakim jest dynamika pęcherzyków gazu w sąsiedztwie powierzchni wymiany ciepła, to jest on uzależniony od wszystkich możliwych parametrów eksploatacyjnych i systemowych. Należy zauważyć, że niektóre parametry fizyczne fazy emulsyjnej nie są łatwo dostępne dla przemysłowych

wymienników ciepła ze złożem fluidalnym. Dlatego autorzy dołożyli wszelkich starań, aby zapewnić dokładne odwzorowanie warunków cieplno-przepływowch wewnątrz komory IntrexTM z wiązką rur przegrzewacza zanurzoną w złożu fluidalnym. Dobrą zgodność między obliczoną liczbą Nusselta a doświadczalną liczbą Nusselta uzyskano, gdy wymiennik ciepła pracował przy złożu ziaren o wielkości od 0,219 do 0,246 mm. Jak pokazano na rysunku 5.8, wszystkie wartości liczby Nusselta obliczone przez model mechanistyczny były przewidywane w granicach -9% eksperymentalnych wartości liczby Nusselta ze średnim względnym odchyleniem 5,86%. Zgodność ta wykazała słuszość proponowanego modelu wymiany ciepła w przewidywaniu średniego współczynnika przejmowania ciepła od złoża do rury w wielkoskalowym FBHE. Stąd też opracowany mechanistyczny model wymiany ciepła ma tu zastosowanie.

Wnioski

W niniejszej pracy autorzy opisali przenoszenie ciepła pomiędzy ziarnami pakietu ziaren a powierzchnią rury przegrzewacza RH II, która zanurzona jest w gęstym złożu fluidalnym. Wartości średniego współczynnika przejmowania ciepła oszacowano na podstawie teorii odnowy pakietów ziaren. Obliczenia dostarczyły szczegółowych informacji na temat charakterystyk wymiany ciepła, w tym danych dotyczących poszczególnych mechanizmów wymiany ciepła dla komercyjnego wymiennika ciepła ze złożem fluidalnym. Powyższa analiza wykazała, że użycie najdrobniejszych ziaren nie jest jedynym sposobem na zwiększenie współczynnika przejmowania ciepła. Na charakterystykę wymiany ciepła wewnątrz FBHE wpływa stężenie fazy stałej, a także temperatura ziaren złoża wewnątrz FBHE. Optymalne warunki wymiany ciepła obserwuje się dla liczby fluidyzacji większej niż 8,5, podczas gdy wielkość cząstek złoża zmienia się od 0,231 do 0,233 mm. Liczba fluidyzacyjna odgrywa zasadniczą rolę w intensyfikacji wymiany ciepła.

Dostępnych jest bardzo niewiele danych literaturowych, które mogłyby pozwolić na charakterystykę mechanizmów wymiany ciepła w komercyjnych wymiennikach ciepła ze złożem fluidalnym. Te obliczone dane dotyczące wymiany ciepła sugerują istotne znaczenie konwekcyjnego transferu ciepła od pakietu ziaren w średnim współczynniku przejmowania ciepła. Konwekcyjny transfer ciepła był na tyle duży, że dominował w mechanizmach wymiany ciepła dla fluidalnego wymiennika ciepła RH II. Należy zauważyć, że ruch pęcherzyków i szybkość przepływu gazu prowadziły do znacznej wymiany ziaren złoża w sąsiedztwie powierzchni rurowej zanurzonej w gęstym złożu fluidalnym. Przenoszenie ciepła od pakietu ziaren do rur przegrzewacza RH nie odbywało się przez bezpośrednie przewodzenie, ale obejmowało również fazę gazową (pęcherzyki). Szacowany udział wymiany ciepła przez konwekcję od gazu był niezależny od spadku ciśnienia. Tymczasem udział promieniowania o średnim współczynniku przejmowania ciepła w komorze IntrexTM o gęstej zawieszynie wynosił około 7-11%. Na podstawie powyższej analizy można

wywnioskować, że szybkość przenoszenia ciepła do powierzchni rury przegrzewacza RH II zależy od szczegółów przepływu międzywęzłowej fazy gazowej, na który wpływa mechaniczna i termiczna obecność ziaren złoża.

Opracowany mechanistyczny model wymiany ciepła został gruntownie zweryfikowany z rzeczywistymi pomiarami FBHE, które zostały przeprowadzone w szerokim zakresie parametrów roboczych (tab. 5.4). Obliczone wyniki są w rozsądnym zakresie. Wszystkie przewidywane dane dotyczące wymiany ciepła mieściły się w 9% zakresie błędu. Badania wykazały wiarygodność i odporność mechanistycznego modelu wymiany ciepła w gęstym złożu fluidalnym. Złożona tendencja do zmienności danych wymiany ciepła wraz ze zmianami wielkości ziaren złoża, prędkości gazu i ciśnienia systemowego w komercyjnej jednostce FBHE wskazuje na konieczność mechanistycznego modelowania procesu wymiany ciepła. Stwierdzono zatem, że pilnie potrzebne są badania wymiany ciepła w polidispersyjnych złożach fluidalnych ze względu na ich istotny wpływ na wytwarzanie energii z węgla.

Rekomendacja na przyszłość

Przyszłe prace badawcze będą potrzebne, aby dokładniej określić charakterystykę wymiany ciepła złoża fluidalnego w przegrzewaczu RH. W kolejnym etapie badań autorzy planują przeprowadzenie testów dla szerszego zakresu wielkości ziaren złoża (od drobnych do grubych). Jednocześnie rozszerzy to warunki stosowalności opracowanego mechanistycznego modelu wymiany ciepła. Stąd też w najbliższej przyszłości autorzy chcą zebrać i ocenić dane dotyczące wymiany ciepła pochodzące z przemysłowego fluidalnego wymiennika ciepła (FBHE) w celu rozwiązania tego problemu.

Podziękowania

Autorzy serdecznie dziękują pracownikom Tauron Wytwarzanie S.A. Elektrownia Łagisza za wsparcie techniczne w dostarczaniu danych eksploatacyjnych i danych konstrukcyjnych. Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- Bao Z., Duan L., Wu K., Zhao Ch. (2020), *An investigation on the heat transfer model for immersed horizontal tube bundles in a pressurized fluidized bed*, Applied Thermal Engineering, 170, 115035.
- Bao Z., Huang Y., Duan L., Duan Y. (2021), *Heat transfer characteristics of horizontal tubes in the dilute phase of the pressurized fluidized bed*, International Communications in Heat and Mass Transfer, 126, 105370.
- Baskakov A.P., Berg B.V., Vitt O.K., Filippovsky N.F., Kirakosyan V.A., Goldobin J.M., Maskaev V.K. (1973), *Heat transfer to objects immersed in fluidized beds*, Powder Technology, 8, s. 273-282.

- Basu P. (2006), *Combustion and Gasification in Fluidized Beds*, Taylor & Francis.
- Blaszczuk A., Nowak W., Leszczynski J. (2013), *Simulation model of the mass balance in a supercritical circulating fluidized bed combustor*, Powder Technology, 246, s. 317-326.
- Blaszczuk A., Nowak W. (2015), *Heat transfer behavior inside a furnace chamber of large-scale supercritical CFB boiler*, International Journal of Heat and Mass Transfer, 87, s. 464-480.
- Blaszczuk A., Zylka A., Leszczynski J. (2016), *Simulation of mass balance behavior in a large-scale circulating fluidized bed reactor*, Particuology, 25, s. 51-58.
- Blaszczuk A., Pogorzelec M., Shimizu T. (2018), *Heat transfer characteristics in a large-scale bubbling fluidized bed with immersed horizontal tube bundles*, Energy, 162, s. 10-19.
- Blaszczuk A., Jagodzick S. (2020), *Heat transfer characteristic in an external heat exchanger with horizontal tube bundle*, International Journal of Heat and Mass Transfer, 149119253.
- Borodula V.A., Ganzha V.L., Upadhyay S.N., Saxena S.C. (1980), *Heat transfer from in-land and staggered horizontal smooth tube bundles immersed in a fluidized bed of large particles*, International Journal of Heat and Mass Transfer, 23, s. 1602-1604.
- Cai R., Zhang M., Mo X., Lyu J., Yang H., Lei X., Ling W., Su H., Zhou Q. (2018), *Operation characteristics of external heat exchangers in the 600 MW supercritical CFB boiler*, Fuel Processing Technology, 172, s. 65-71.
- Di Natale F., Bareschino P., Nigro R. (2010), *Heat transfer and void fraction profiles around a horizontal cylinder immersed in a bubbling fluidised bed*, International Journal of Heat and Mass Transfer, 53, s. 3525-3532.
- El-Mahallaawy F., El-Din Habik S. (2002), *Fundamentals and Technology of Combustion*, Elsevier, London.
- Friedman J., Koundakjin P., Naylor D., Rosero D. (2006), *Heat transfer to small horizontal cylinders immersed in a fluidized bed*, Journal of Heat Transfer, 128, s. 984-989.
- Garcia-Triñanes P., Seville J.P.K., Ansart R., Benoit H., Leadbeater T.W., Parker D.J. (2018), *Particle motion and heat transfer in an upward-flowing dense particle suspension: Application in solar receivers*, Chemical Engineering Science, 177, s. 313-322.
- Gelperin N.I., Einstein V.G. (1971), *Heat transfer in fluidized beds*, [w:] Davidson J.F., Harrison D. (red.), *Fluidization*, Academic Press, New York, s. 517-540.
- Glickeman L.R., Decker N.A. (1980), *Design relationships for predicting heat transfer to tube bundles in Fluidized Bed Combustion*, Proceedings of the 6th Annual International Conference on Fluidized Bed Combustors, Unitets States Departament of Energy, Office of Scientific and Technical, Atlanta, GA, s. 152.
- Grace J.R. (1986), *Contacting modes and behaviour classification of gas-solid and other two-phase suspensions*, The Canadian Journal of Chemical Engineering, 64, 3, s. 353-363.
- Grewal N.S., Saxena S. (1981), *Maximum heat transfer coefficient between a horizontal tube and a gas-solid fluidized bed*, Industrial & Engineering Chemistry Design and Development, 20, 1, s. 108-116.
- Grewal N.S., Saxena S. (1983), *Experimental studies of heat transfer between a bundle of horizontal tubes and a gas-solid fluidized bed of small particles*, Industrial & Engineering Chemistry Design and Development, 22, 3, s. 367-376.
- Grewal N.S. (1984), *Heat Transfer between Tubes and Gas Solid Fluid Beds*, 58202, Department of Mechanical Engineering, University of North Dakota.

- Huang D., Levy E. (2004), *Gas gap at the surface of a horizontal tube in a bubbling fluidized bed*, Powder Technology, 140, s. 131-135.
- Hyppanen T., Goidich S.J. (1999), *Foster Wheeler compact CFB boilers for utility scale*, Proceedings of the 16th International Conference on Fluidized Bed Combustion, ASME, Nevada.
- Kim S.W., Ahn J.Y., Kim S.D., Lee D.H. (2003), *Heat transfer and bubble characteristics in a fluidized bed immersed horizontal tube bundle*, International Journal of Heat and Mass Transfer, 46, s. 399-409.
- Kim S.W., Kim S.D. (2013), *Heat transfer characteristics in a pressurized fluidized bed of fine particles with immersed horizontal tube bundle*, International Journal of Heat and Mass Transfer, 64, s. 269-277.
- Kunii D., Levenspiel O. (1991), *Fluidization Engineering*, Butterworth-Heinemann, London.
- Kurosaki Y., Ishiguro H., Takahashi K. (1988), *Fluidization and heat transfer characteristics around a horizontal heated circular cylinder immersed in a gas fluidized bed*, International Journal of Heat and Mass Transfer, 31, 2, s. 349-358.
- Leckner B. (2017), *Fluidized bed reactors: Heat and mass transfer*, [w:] Michaelides E., Crowe C.T., Schwarzkopf J.D., *Multiphase Flow Handbook*, 2nd ed., CRC Press, Boca Raton, s. 994-1029.
- Li D., Cai R., Zhang M., Yang H., Choi K., Ahn S., Jeon Ch-W. (2020), *Operation characteristics of a bubbling fluidized bed heat exchanger with internal solid circulation for a 550-MWe ultra-supercritical CFB boiler*, Energy, 192116503.
- Lu P., Cao Y., Pan W.P., Ma Ch. (2011), *Heat transfer characteristics in a horizontal swirling fluidized bed*, Experimental Thermal and Fluid Science, 35, s. 1127-1134.
- Man Z., Haibo W., Qinggang L., Yunkai S., Guoliang S. (2012), *Heat transfer characteristics of fluidized bed heat exchanger in a 300 MW CFB boiler*, Powder Technology, 222, s. 1-7.
- Marks R. J. (2009), *Handbook of Fourier Analysis & Its Applications*, Oxford University Press, New York.
- Masoumifard N., Mostoufi N., Hamidi A.-A., Sotudeh-Gharebagh R. (2008), *Investigation of heat transfer between a horizontal tube and gas-solid fluidized bed*, International Journal of Heat and Fluid Flow, 29, s. 1504-1511.
- Merzsch M., Lechner S., Krautz H.J. (2013), *Heat transfer from single horizontal tubes in fluidized beds: Influence of tube diameter, moisture and diameter – definition by Geldart C fines content*, Powder Technology, 235, s. 1038-1046.
- Mickley S., Fairbanks D.F. (1955), *Mechanism of heat transfer of fluidized beds*, AIChE Journal, 1, 3, s. 374-384.
- Modrak T. (1979), *Fluidized bed combustion development facility and commercial utility AFBC design assessment*, Quarterly Technical Progress Report Prepared for ERPI.
- Molerus O., Mattmann W. (1992), *Heat transfer in gas fluidized beds. Part 2: Dependence of heat transfer on gas velocity*, Chemical Engineering Technology, 15, s. 240-244.
- Origin 8 User Guide, OriginLab Corporation, 2007.
- Oznaynak T.F., Chen J.C. (1980), *Emulsion phase residence time and its use in heat transfer models in fluidized beds*, AIChE Journal, 26, 4, s. 544-550.
- Saxena S.C. (1989), *Heat transfer between immersed surfaces and gas-fluidized beds*, Advances in Heat Transfer, 19, s. 97-190.

- Song G., Lyu Q., Xiao F., Sun Y. (2018), *Experimental research of heat transfer uniformity for fluidized bed heat exchangers in a 300MW CFB boiler*, Applied Thermal Engineering, 130, s. 938-950.
- Stenberg V., Sköldberg V., Öhrby L., Rydén M. (2019), *Evaluation of bed-to-tube surface heat transfer coefficient for a horizontal tube in bubbling fluidized bed at high temperature*, Powder Technology, 352, s. 488-500.
- Toomey R.O., Johnstone H.F. (1952), *Gaseous fluidization of solid particles*, Chemical Engineering Progress, 48, s. 220-226.
- Wang Q., Luo Z., Fang M., Ni M., Cen K. (2003), *Development of a new external heat exchanger for a circulating fluidized bed boiler*, Chemical Engineering and Processing, 42, s. 327-335.
- Wang H., Lu X., Zhang W., Wang Q., Chen J., Kang Y., Kuang W., Xin S., Liu Ch., Xie X. (2015), *Study on heat transfer characteristics of the high temperature reheater tube panel in a 300 MW CFB boiler with fluidized bed heat exchanger*, Applied Thermal Engineering, 81, s. 262-270.
- Yusuf R., Melaaen M.C., Mathiesen V. (2005), *Convective heat and mass transfer modelling in gas-fluidized beds*, Chemical Engineering Technology, 28, 1, s. 13-24.
- Zhang Y., Li Q., Zhou H. (2016), *Theory and Calculation of Heat Transfer in Furnaces*, Academic Press, New York.

FORECASTING THE HEAT TRANSFER COEFFICIENT IN A FLUIDIZED BED HEAT EXCHANGER

Abstract: In the research work, energy transport between dense fluidized bed and submerged horizontal tube bundle is analysed in the commercial external heat exchanger. In order to investigate the heat transfer behaviour, Authors carried out seven performance tests in a fluidized bed heat exchanger chamber with the cross-section 2.7 m×2.3 m in depth and width and the height up to 1.3 m. Authors have been developed mechanistic model for the prediction of average heat transfer coefficient which includes the effect of the geometric structure of tube bundle and the location of heat transfer surface on heat transfer rate. The computational results depict that the average heat transfer coefficient is essential affected by superficial gas velocity, suspension density rather than bed particle size. The empirical correlations have been proposed for predicting heat transfer data since the existing literature data is not sufficient for industrial fluidized bed heat exchangers. On the basis of evaluated operating conditions of an external heat exchanger, it could be deduced an optimal conditions where heat transfer occurs. The developed mechanistic heat transfer model is validated by experimental data under examined conditions.

Keywords: heat exchanger, fluidized bed, heat transfer coefficient, mechanistic heat transfer model

6. PROGNOZOWANIE WSKAŹNIKA NAGROMADZENIA ODPADÓW W UJĘCIU ZMIAN OSOBISTYCH WYDATKÓW KONSUMPCYJNYCH ZA POMOCĄ MODELU WEKTOROWO-AUTOREGRESYJNEGO

Jurand Bień, Beata Bień

Politechnika Częstochowska
Wydział Infrastruktury i Środowiska

Streszczenie: Prognozowanie ilości wytwarzanych odpadów komunalnych jest ważne dla planowania, eksploatacji i optymalizacji prawidłowo funkcjonującego systemu gospodarki odpadami komunalnymi. Nie jest to jednak łatwe zadanie ze względu na szereg dynamicznych zmian będących wynikiem przeobrażeń demograficznych, społecznych, ekonomicznych, czasem wręcz nieprzewidywalnych. Początkowo do prognozowania stosowano głównie konwencjonalne, opisowe modele statystyczne prognozowania wytwarzania odpadów z uwzględnieniem czynników demograficznych i społeczno-ekonomicznych. Obecnie jednak coraz częściej metody te zastępowane są przez metody oparte na uczeniu maszynowym, które to stanowi podzbiór sztucznej inteligencji. Uczenie maszynowe to nic innego jak nauczenie komputerów, jak uczyć się na danych i doskonalić w miarę zdobywania doświadczenia. W niniejszej publikacji przeanalizowano zmiany wskaźnika nagromadzenia odpadów komunalnych w jego relacji do wydatków na osobistą konsumpcję w oparciu o dane pozyskane z Banku Danych Lokalnych (BDL) prowadzonego przez Główny Urząd Statystyczny. Analiza, a następnie prognoza przeprowadzona została z wykorzystaniem modelu wektorowo-autoregresyjnego, gdzie każda ze zmiennych opisana została osobnym równaniem modelu, w którym zmiennymi niezależnymi są opóźnienia wszystkich zmiennych zależnych. Uzyskane wyniki pokazały, że taka metoda może być z powodzeniem stosowana do prognozowania wskaźnika nagromadzenia odpadów w ujęciu zmian osobistych wydatków konsumpcyjnych przy przybliżonym poziomie 2,3% błędu średniokwadratowego (RMSE).

Słowa kluczowe: analiza szeregów czasowych, model wektorowo-autoregresyjny, prognozowanie, wskaźnik nagromadzenia odpadów, wydatki konsumpcyjne

Wprowadzenie

Istnieje wiele czynników, które niewątpliwie wpływają na ilość wytwarzanych przez statystycznego mieszkańca odpadów komunalnych. Do nich można zaliczyć takie czynniki, jak: demograficzne, społeczne, ekonomiczne, komunalne i psychologiczne. Wspomniane zmiany demograficzne, rozwój gospodarczy kraju, a także poprawa standardów życia i stylu życia w gospodarstwach domowych przyczyniają się do szybkiego wzrostu ilości wytwarzanych odpadów (Liu i in. 2019). Odpady powstające w gospodarstwach domowych to w szczególności: opakowania zakupionych towarów, resztki lub przeterminowana żywność i zużyte przedmioty. Często są to także produkty nieużywane, kupowane bez rzeczywistej potrzeby lub otrzymywane jako dodatek do innych zakupionych towarów. Konsumpcjonizm, jako styl życia nastawiony głównie na konsumpcję i posiadanie, jest obecnie szeroko opisywany w literaturze (Aldridge 2003; Blue 2017), gdzie wskazuje się zwłaszcza na dwa jego aspekty. Pierwszy związany jest ze sferą emocji podczas zakupów, które stają się źródłem przyjemności lub szczęścia. Drugi to przekaz marketingowy, który powoduje irracjonalność dokonywanych wyborów przez konsumenta. Niestety, zwiększone zasoby portfela, wzrost przeciętnych wydatków konsumpcyjnych utrwalają ten styl życia. Efektem końcowym jest nabycie wielu niepotrzebnych towarów, które po krótkim czasie są wyrzucane i stają się odpadem. Odnotowana ilość wytwarzanych odpadów komunalnych w Polsce wzrosła w okresie 2001-2021 z 11,1 mln ton do 13,7 mln ton, przy średnim rocznym tempie wzrostu przekraczającym 2%, ale znaczący wzrost ilości odpadów miał miejsce w ostatnich dziesięciu latach. Odpady komunalne mogą negatywnie wpływać na środowisko i zagrażać zdrowiu mieszkańców ze względu na ich ilość, jak również zmiany ich składu. Stąd dokładne prognozowanie ilości wytwarzanych odpadów komunalnych jest ważne i odgrywa istotną rolę w efektywnym planowaniu systemu gospodarki odpadami. Niewłaściwe prognozy mogą prowadzić do wielu problemów, takich jak niewystarczająca lub nadmierna infrastruktura do zagospodarowywania odpadów. Poza tym proces prognozowania nie jest łatwy, co więcej, wręcz trudny ze względu na szybko zmieniające się realia i występowanie nieoczekiwanych zdarzeń (Beigl i in. 2008).

Metody prognozowania (Abbasi i in. 2016) można podzielić na pięć głównych kategorii:

- opisowe metody statystyczne (Sha’Ato i in. 2007),
- analiza regresji (Denafas i in. 2014),
- model przepływu materiałów (Zhang i in. 2012),
- analiza szeregów czasowych (Xu i in. 2013),
- modele sztucznej inteligencji (Abbasi i in. 2014).

Do prognozowania ilości wytwarzanych odpadów komunalnych stosowano początkowo konwencjonalne i opisowe modele statystyczne z uwzględnieniem czynników demograficznych i społeczno-ekonomicznych (Abdoli i in. 2011). Obecnie

metoda ta jest już rzadko stosowana ze względu na wspomniane, dynamiczne zmiany w procesach wytwarzania odpadów komunalnych. Obecnie stosowane modele wykorzystują metody regresji wielokrotnej, porównania grup, analizy szeregów czasowych lub sztuczne systemy inteligentne, takie jak adaptacyjna logika neurorozmyta, sztuczna sieć neuronowa czy algorytmy genetyczne. Tak duża liczba metod powoduje, że nie istnieje jeden optymalny model prognozowania ilości wytwarzanych odpadów komunalnych. Analizę wybranych modeli predykcyjnych do prognozowania ilości wytwarzanych odpadów komunalnych przeprowadzili m.in. Kolekar i in. (2016).

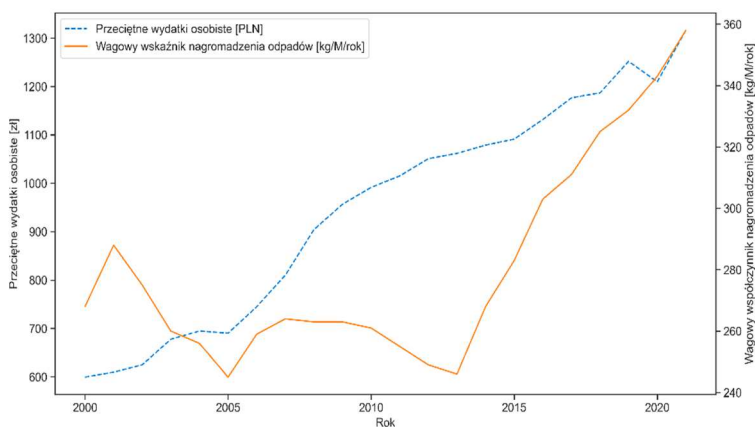
Wykorzystanie analizy szeregów czasowych do prognozowania ilości wytwarzanych odpadów komunalnych ma niewątpliwie tę zaletę, że nie opiera się na szacowaniu czynników społeczno-ekonomicznych. Szeregi czasowe odzwierciedlają dynamiczny charakter procesu i możliwe jest wykorzystanie narzędzi nieliniowych do odkrywania istniejących w szeregach czasowych zależności. Owusu-Sekyere i in. (2013) zastosowali model szeregów czasowych ARIMA do przewidywania ilości wytwarzanych odpadów dla Kumasi Metropolitan Area (KMA) w Ghanie. Korzystając z modelu ARIMA, można było z dużą dokładnością przewidzieć wytwarzanie odpadów komunalnych, podając, że model ARIMA(1,1,1) generował najlepsze wyniki. Zdolność modelu szeregów czasowych SARIMA do prognozowania ilości wytwarzanych odpadów komunalnych została przeanalizowana w innych badaniach (Xu i in. 2013). Xu i in. skupili się na zbudowaniu modelu hybrydowego zdolnego do prognozowania ilości odpadów w wielu skalach czasowych (miesięcznych, rocznych). Wyniki pokazały, że model SARIMA, zarówno w skali miesięcznej, jak i rocznej, dał pozytywne wyniki bez konieczności uwzględnienia czynników demograficznych i społeczno-ekonomicznych. Autorzy badania doszli do wniosku, że proponowany model może dostarczyć wyczerpujących informacji na temat ilości wytwarzanych odpadów w trzech skalach czasowych, umożliwiając decydentom opracowanie zintegrowanych polityk i planów gospodarki odpadami w dłuższym okresie, co ma szczególne znaczenie pod względem dopasowania do infrastruktury zagospodarowania odpadów. Model wektorowej autoregresji (VAR) jest z kolei jednym z najbardziej elastycznych modeli do analizy wielowymiarowych szeregów czasowych będącym rozszerzeniem jednowymiarowego modelu autoregresyjnego.

Korzystając z modelu wektorowej autoregresji, w rozdziale przedstawiono wyniki budowy modelu regresyjnego dla prognozowania ilości wytwarzanych odpadów komunalnych w odniesieniu do jednoczesnej prognozy przeciętnych wydatków konsumpcyjnych.

6.1. Metodyka badań

Dane do analiz pobrane zostały z Banku Danych Lokalnych (BDL), prowadzonego w ramach działań własnych przez Główny Urząd Statystyczny począwszy od 1995 roku. Obecnie BDL jest największą w Polsce bazą danych o gospodarce,

społeczeństwie i środowisku, która oferuje ponad 40 tys. cech statystycznych pogrupowanych tematycznie. Masa wytworzonych odpadów komunalnych przez jednego mieszkańca, określana jako wagowy wskaźnik nagromadzenia odpadów, gromadzona jest w BDL w sekcji „Stan i Ochrona Środowiska”, podsekcja „Odpady Komunalne” począwszy od 2015 r. Z uwagi na to, że okres analiz przyjęto znacznie szerszy, obejmujący lata 2000-2021, wcześniejsze dane wskaźnika nagromadzenia odpadów uzyskano, dzieląc ilość wytworzonych odpadów komunalnych przez liczbę mieszkańców Polski w odpowiednim roku. Stąd dalszej analizie poddano wskaźnik nagromadzenia odpadów wyrażony w kilogramach na mieszkańca na rok [kg/M/rok]. Przyjęcie rocznego okresu czasu wygładza wskaźnik, gdyż trzeba podkreślić, że wartość wskaźnika nagromadzenia odpadów waha się znacząco w skali tygodnia, miesiąca czy w zależności od pory roku. Dane o przeciętnych wydatkach na osobę w latach 2000-2021 pozyskano z opracowania „Sytuacja gospodarstw domowych w 2021 r. w świetle badania budżetów gospodarstw domowych” (GUS, 2022). Zmiany obu wskaźników w latach 2000-2021 przedstawiono na rysunku 6.1, a w tabeli 6.1 zawarto ich podstawowe parametry statystyczne.



Rys. 6.1. Zmiany wagowego wskaźnika nagromadzenia odpadów (WWN) oraz przeciętnych wydatków osobistych (PW) w latach 2000-2021

Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.1. Parametry statystyki opisowej wskaźnika nagromadzenia odpadów (WWN) oraz przeciętnych wydatków osobistych (PW) dla danych z lat 2020-2021

Wskaźnik	Jednostka	Średnia	Odchylenie standardowe	Minimum	Maximum
Wagowy wskaźnik nagromadzenia odpadów (WWN)	kg/M/rok	280,68	33,35	245	358
Poziom przeciętnych wydatków (PW)	zł	948,81	230,18	599,42	1316,00

Źródło: opracowanie własne

Przedmiotowe dane reprezentujące wagowy wskaźnik nagromadzenia oraz przeciętne wydatki zostały przekształcone do postaci szeregu czasowego z rocznym krokiem czasowym. W ogólnym ujęciu analiza szeregów czasowych obejmuje bowiem metody, które próbują zrozumieć naturę występującego ciągu danych. Na podstawie zgromadzonych danych opracowywany jest odpowiedni model matematyczny, który interpretuje podstawowy proces zachowawczy serii danych. W standardowym podejściu na zmienną objaśnianą wpływa egzogenna zmienna objaśniająca. W takich przypadkach często stosuje się do analizy modele z rodziny autoregresywnych średnich kroczących, takie jak ARMA (ang. *Autoregressive Moving Average*) czy ARIMA (ang. *Autoregressive Integrated Moving Average*). Istnieją jednak przypadki, w których zmienne wpływają na siebie nawzajem. Wówczas dla takiej sytuacji stosuje się modele autoregresji wektorowej VAR (ang. *Vector Autoregression*), który jest uogólnieniem jednowymiarowego modelu autoregresji do prognozowania (Athanasopoulos i in. 2012). Postać modelu wektorowo-autoregresyjnego przedstawia się następująco:

$$y_t = \sum_{i=1}^p \varphi_i y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (6.1)$$

gdzie:

y_t – wektor wartości analizowanych procesów w chwili t ,

φ_i – macierz przy opóźnieniach zmiennych wektora y ,

ε_t – wektor procesów resztkowych, stacjonarnych zakłóceń losowych

p – rząd modelu.

K-wymiarowy model VAR rzędu p zapisywany jako VAR(p) oznacza w rezultacie k -elementowy układ równań dla wybranych zmiennych. Zmienne te powinny mieć charakter stacjonarny. Z kolei przy wyborze rzędu modelu uwzględnia się możliwość występowania autokorelacji składników losowych, a w zasadzie braku autokorelacji reszt. Dla wyboru najlepszego rzędu opóźnień opracowano szereg kryteriów. Do najpopularniejszych należą kryterium informacyjne Akaike'a AIC (ang. *Akaike Information Criterion*) oraz kryterium informacyjne Schwarza BIC (ang. *Bayesian Schwarz Criterion*). Kryteria informacyjne sugerują rząd opóźnień zmiennych, dla którego wartość kryterium jest najmniejsza, a więc utrata informacji jest najmniejsza. Jednakże, jak zauważyli Hyndman i in. (2021), dla modelu VAR kryterium informacyjne Schwarza BIC jest preferowane z uwagi na to, że kryterium AIC ma tendencję do wyznaczania większego rzędu opóźnień. Po ustaleniu rzędu modelu można przystąpić do szacowania parametrów modelu VAR, następnie poddać go weryfikacji, sprawdzając, czy nie zachodzi autokorelacja składników losowych oraz czy reszty mają rozkład normalny. Dopiero tak skonstruowany model może posłużyć do wyznaczania prognoz, które w modelu VAR tworzone są w sposób rekurencyjny. Aby zweryfikować poprawność modelu prognostycznego w badaniu numerycznym zestaw danych został podzielony na dwie części określone

jako dane uczące i testowe. W wyniku doprowadzenia zbioru danych do szeregu stacjonarnego jako zestaw danych uczących model wykorzystano te z okresu 2002-2017, a jako dane testowe przyjęto dane z lat 2018-2021. Uzyskane wyniki z modelu VAR zostały zweryfikowane za pomocą metryk statystycznych. Istnieje wiele takich metryk. Do nich należą: pierwiastek błędu średniokwadratowego (RMSE), błąd średniokwadratowy (MSE), średni bezwzględny błąd procentowy (MAPE), średni błąd bezwzględny (MAE), współczynnik determinacji (R^2) (Friedman i in. 2001). Wśród nich RMSE jest popularną metryką podawaną przy rozwiązywaniu problemów związanych z regresją, gdyż daje metrykę ze skalą jako wartościami docelowymi. Metryka RMSE jest określana przez równanie

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (6.2)$$

gdzie:

N – liczba obserwacji,

y_i – aktualna obserwacja,

\hat{y}_i – obserwacja prognozowana z modelu.

Dodatkowo, w celu porównania wyników uzyskanych z użyciem modelu wektorowej autoregresji VAR przeprowadzono również modelowanie z zastosowaniem klasycznego modelu pojedynczej autoregresji oddzielnie dla wskaźnika nagromadzenia odpadów komunalnych, jak też przeciętnych wydatków konsumpcyjnych. Modelowanie zostało przeprowadzone w środowisku *Google Colaboratory* z użyciem biblioteki *statsmodels.tsa*, która zawiera klasy modeli i funkcje przydatne do analizy szeregów czasowych.

6.2. Wyniki badań i dyskusja

6.2.1. Badanie stacjonarności zmiennych

Przed rozpoczęciem modelowania dane muszą zazwyczaj być do niego wcześniej przygotowane. Jednym z pierwszych kroków w przygotowaniu danych jest sprawdzenie stacjonarności szeregu. Jest to niezbędne działanie przy modelowaniu za pomocą metody VAR, bowiem, jak wykazał Philips (1986), własności statystyczne analizy regresji dla niestacjonarnych szeregów czasowych są w większości przypadków wątpliwe. Stąd też, jeżeli szereg czasowy jest niestacjonarny, wymaga się jego przekształcenia do postaci stacjonarnej. Stacjonarność szeregu można zbadać na wiele sposobów, w tym również za pomocą testów statystycznych. Do oceny stacjonarności wskaźnika nagromadzenia odpadów oraz przeciętnych wydatków konsumpcyjnych wykorzystano rozszerzony test Dickeya-Fullera (ang. *Augmented Dickey Fuller* ADF). Procedura testu ADF, zwanego także testem pierwiastka

jednorodnego, testuje hipotezę zerową ($H_0: \delta = 0$), zakładającą, że proces jest zintegrowany stopnia pierwszego, natomiast hipoteza alternatywna ($H_1: \delta < 0$) zakłada stacjonarność analizowanego procesu. W przypadku wskaźnika przeciętnych wydatków konsumpcyjnych wynik testu ADF wykazał, że istnieją mocne dowody przeciwko hipotezie zerowej, a szereg czasowy tego wskaźnika jest stacjonarny. W przypadku szeregu czasowego reprezentującego wagowy wskaźnik nagromadzenia (WWN) odpadów komunalnych wynik testu ADF dał słaby dowód przeciwko hipotezie zerowej, stąd też szereg czasowy WWN okazał się być niestacjonarny. Szereg WWN wymagał przeprowadzenia trzykrotnego różnicowania do uzyskania stacjonarności. Stąd też do dalszego procesu modelowania zostały wykorzystane przekształcone szeregi czasowe przedstawiające wskaźnik nagromadzenia odpadów oraz przeciętne wydatki konsumpcyjne dla lat 2003-2021. Zbiór ten został podzielony na następujące kategorie: zbiór uczący dla opracowywanego modelu skonstruowano na podstawie szesnastoletniej historii (2003-2018), natomiast testowy zbiór danych obejmował okres trzech lat (2019-2021).

6.2.2. Wybór rzędu opóźnień w modelu wektorowo-autoregresyjnym

W modelu wektorowo-autoregresyjnym VAR określenie optymalnego rzędu opóźnienia jest ważną kwestią do rozwiązania. Z jednej strony rząd opóźnień powinien być wystarczająco długi, z drugiej im jest on dłuższy, tym mniejszy stopień swobody ma model. Do wyznaczenia rzędu opóźnienia zastosowano kryteria informacyjne, które zostały wymienione w punkcie Metodyka badań. Analizując uzyskane wartości kryterium AIC oraz BIC (tab. 6.2), jako optymalny okres opóźnienia dla opracowywanego modelu przyjęto wartość $p = 4$, dla którego kryteria osiągały najmniejsze wartości.

Tabela 6.2. Kryteria informacyjne AIC oraz BIC dla wyboru optymalnego rzędu modelu VAR

Rząd opóźnienia	0	1	2	3	4	5
AIC	13,4627	13,1921	12,6831	12,0432	11,0130	12,0155
BIC	13,5593	13,4754	13,1396	12,6516	11,7404	12,1428

Źródło: opracowanie własne

6.2.3. Szacowanie parametrów modelu wektorowo-autoregresyjnego VAR(4)

Oszacowane parametry modelu VAR(4) przedstawiono na rysunku 6.2.

W celu oceny, czy wartości wskaźnika nagromadzenia odpadów pomagają w przewidywaniu wartości przeciętnych wydatków i na odwrót przeprowadzono test przyczynowości za pomocą testu Grangera, wykazując, że wybrane zmienne są odpowiednie do ich zastosowania w modelu wektorowo-autoregresyjnym VAR.

```

Summary of Regression Results
=====
Model:                VAR
Method:               OLS
Date:                Sat, 09, Jul, 2022
Time:                08:37:33
-----
No. of Equations:    2.00000    BIC:                11.7404
Nobs:                12.0000    HQIC:               10.7438
Log likelihood:     -82.1330    FPE:                147990.
AIC:                 11.0131    Det(Omega_mle):    48323.3
-----
Results for equation PW
=====
              coefficient      std. error      t-stat      prob
-----
const        -3.819997         5.650625      -0.676      0.499
L1.PW        -1.160146         0.369998      -3.136      0.002
L1.WWN        0.853100         0.549117       1.554      0.120
L2.PW        -0.299811         0.476458      -0.629      0.529
L2.WWN        1.419387         0.699596       2.029      0.042
L3.PW        -0.652724         0.214453      -3.044      0.002
L3.WWN        1.741153         0.928616       1.875      0.061
L4.PW        -0.318968         0.221003      -1.443      0.149
L4.WWN        -0.072213         1.063673      -0.068      0.946
=====

Results for equation WWN
=====
              coefficient      std. error      t-stat      prob
-----
const         1.569121         4.001753       0.392      0.695
L1.PW         0.187896         0.262031       0.717      0.473
L1.WWN       -0.453612         0.388883      -1.166      0.243
L2.PW         0.594614         0.337426       1.762      0.078
L2.WWN       -0.909997         0.495451      -1.837      0.066
L3.PW         0.062327         0.151875       0.410      0.682
L3.WWN       -1.134773         0.657642      -1.726      0.084
L4.PW         0.220889         0.156513       1.411      0.158
L4.WWN       -1.580866         0.753289      -2.099      0.036
=====

Correlation matrix of residuals
      PW      WWN
PW    1.000000 -0.155896
WN    -0.155896 1.000000

```

Rys. 6.2. Parametry modelu VAR(4)

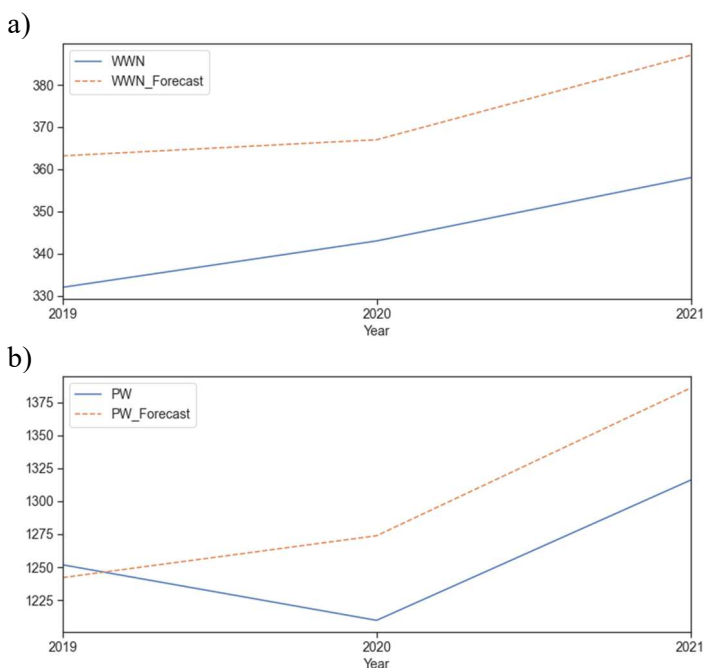
Źródło: opracowanie własne

W następstwie przeprowadzono prognozowanie dla trzech okresów, tzn. lat 2019, 2020 oraz 2021. Z uwagi na to, że prognozę model przeprowadza na danych zróżnicowanych, wymagane było przywrócenie ich do wartości pierwotnych za pomocą odwrotnego różnicowania. W tabeli 6.3 oraz na rysunku 6.3 podano prognozy punktowe oraz rzeczywiste wartości wskaźnika nagromadzenia odpadów oraz przeciętnych wydatków konsumpcyjnych.

Tabela 6.3. Rzeczywiste wartości wskaźników wraz z prognozą wagowego nagromadzenia odpadów oraz przeciętnych wydatków konsumpcyjnych

Wskaźnik	Wagowy wskaźnik nagromadzenia odpadów [kg/M/rok]			Przeciętne wydatki konsumpcyjne [zł]		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Rok	2019	2020	2021	2019	2020	2021
Wartość rzeczywista	332	343	358	1251,73	1209,58	1316
Wartość prognozowana	363	366	387	1242,06	1273,84	1385,94

Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.3. Prognoza wartości wagowego wskaźnika nagromadzenia odpadów oraz przeciętnych wydatków konsumpcyjnych na tle rzeczywistych wartości z lat 2019, 2020 oraz 2021:
a) wartości rzeczywista i prognozowana wagowego wskaźnika nagromadzenia odpadów;
b) wartości rzeczywista i prognozowana przeciętnych wydatków konsumpcyjnych

Źródło: opracowanie własne

Do oceny uzyskanych rezultatów posłużono się miernikami statystycznymi. W tabeli 6.4 zestawiono otrzymane wyniki. Analizując uzyskane wartości metryk statystycznych, w szczególności porównując wartość pierwiastkowego błędu średniokwadratowego RMSE z wartością średnią parametrów, można uznać, że uzyskany wynik da się zaakceptować dla przeprowadzenia prognozy dla przyszłych okresów czasowych.

Tabela 6.4. Mierniki statystyczne dla oceny wyników modelu VAR(4) z wartościami rzeczywistymi

Wskaźnik/Miernik	MAPE	MAE	RMSE	Średnia
Przeciętne wydatki konsumpcyjne	0,038	47,95	55,12	1259,1
Wskaźnik nagromadzenia odpadów	0,08	28,05	28,21	344,3

Źródło: opracowanie własne

6.2.4. Prognoza dla przyszłych okresów

Korzystając z opracowanego modelu VAR(4), sporządzono prognozę na najbliższe trzy lata zarówno dla szeregu czasowego reprezentującego wskaźnik nagromadzenia odpadów komunalnych, jak i przeciętnych wydatków konsumpcyjnych. Prognozy uzyskane z opracowanego modelu przedstawiono w tabeli 6.5.

Tabela 6.5. Przyszłe wartości wagowego wskaźnika nagromadzenia odpadów oraz przeciętnych wydatków konsumpcyjnych

Wskaźnik/Miernik	2022	2023	2024
Przeciętne wydatki konsumpcyjne	390	401	416
Wskaźnik nagromadzenia odpadów	1296,05	1346,23	1382,12

Źródło: opracowanie własne

Podsumowanie

Dokładne odwzorowanie ilości wytwarzanych komunalnych odpadów stałych jest ważne dla efektywnego systemu gospodarki odpadami. W ciągu ostatnich trzydziestu lat opracowano wiele konwencjonalnych i opisowych metod statystycznych prognozowania wytwarzania odpadów komunalnych. Jednak metody te nie są już skuteczne ze względu na dynamiczne zmiany w sferze demograficznej, socjalnej i ekonomicznej. Potrzebne były zatem nowe metody, zwłaszcza te, w których zastosowano modele sztucznej inteligencji. Opracowanie technik uczenia maszynowego i ich zastosowanie do prognozowania zaowocowało dużym zainteresowaniem także

do prognozowania wytwarzania odpadów komunalnych na poziomie lokalnym, regionalnym lub krajowym. Analiza regresji jest szeroko stosowaną techniką modelowania ze względu na dobrze rozwiniętą teorię matematyczną i statystyczną.

W publikacji przedstawiono modelowanie wagowego wskaźnika nagromadzenia odpadów komunalnych i osobistych przeciętnych wydatków na konsumpcję. Jako materiał wejściowy posłużyły dane historyczne uzyskane z Banku Danych Lokalnych (LDB) prowadzonego przez Główny Urząd Statystyczny. Wpływ przeciętnych wydatków konsumpcyjnych na tempo wskaźnika nagromadzenia odpadów komunalnych analizowano za pomocą modelu wektorowej autoregresji VAR. Modele wektorowo-autoregresyjne VAR są prostą konstrukcją, która może służyć do prognozowania wartości analizowanych zmiennych, jednak trzeba zaznaczyć, że modelowanie wektorowo-autoregresyjne nie jest także pozbawione wad. W wyniku przeprowadzonego badania uzyskano następujące główne wnioski:

- po pierwsze, na podstawie danych uczących wyznaczono optymalny okres opóźnienia z wykorzystaniem kryteriów AIC i BIC dla modelu wektorowej autoregresji (VAR). Stwierdzono, że optymalny okres opóźnienia dla tego modelu wynosi 4,
- po drugie, test przyczynowości Grangera dla zmiennych endogenicznych w modelu VAR pokazuje, że szeregi czasowe przeciętnych wydatków konsumpcyjnych i współczynnika nagromadzenia odpadów są odpowiednie do ich zastosowania w modelu wektorowo-autoregresyjnym,
- po trzecie, ocena modelu VAR z użyciem metryk statystycznych MAE, MAPE, RMSE pokazuje, że otrzymany prognostyczny model VAR jest akceptowalny dla przyszłych prognoz.

Wyniki prognozy wskazują, że w kolejnych latach należy spodziewać się dalszego wzrostu przeciętnych wydatków konsumpcyjnych oraz wskaźnika nagromadzenia odpadów komunalnych. Reasumując, modele wektorowo-autoregresyjne są pewną alternatywą dla modeli strukturalnych i warto obecnie korzystać z możliwości, jakie udostępnia uczenie maszynowe.

Podziękowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- Abbasi M., Abduli M.A., Omidvar B., Baghvand A. (2014), *Results uncertainty of support vector machine and hybrid of wavelet transform-support vector machine models for solid waste generation forecasting*, Environmental Progress Sustainable Energy, 33, s. 220-228.
- Abbasi M., El Hanandeh A. (2016), *Forecasting municipal solid waste generation using artificial intelligence modelling approaches*, Waste Management, 56, s. 13-22.

- Abdoli M.A., Falahnezhad M., Behboudian S. (2011), *Multivariate econometric approach for solid waste generation modeling: impact of climate factors*, Environmental Engineering Science, 28, 9, s. 627-633.
- Aldridge A. (2003), *Consumption*, Blackwell Publishers, New Jersey.
- Athanasopoulos G., Poskitt D.S., Vahid F. (2012), *Two canonical VARMA forms: Scalar component models vis-à-vis the echelon form*, Econometric Reviews 31(1), s. 60-83.
- Beigl P., Lebersorger S., Salhofer S. (2008), *Modelling municipal waste generation: a review*, Waste Management, 28, 1, s. 200-214.
- Benitez S.O., Lozano-Olvera G., Morelos R.A., de Vega C.A. (2008), *Mathematical modeling to predict residential solid waste generation*, Waste Management, 28, s. 7-13.
- Blue S. (2017), *The Sociology of Consumption*, The Cambridge Handbook of Sociology: Volume 2: Specialty and Interdisciplinary Studies, Cambridge University Press.
- Denafas G., Ruzgas T., Martuzevičius D., Shmarin S., Hoffmann M., Mykhaylenko V., Ogorodnik S., Romanov M., Neguliaeva E., Chusov A., Turkadze T., Bochoidze I., Ludwig C. (2014), *Seasonal variation of municipal solid waste generation and composition in four East European cities*, Resources, Conservation and Recycling, 89, s. 22-30.
- Friedman J., Hastie T., Tibshirani R. (2001), *The Elements of Statistical Learning*, Springer Series in Statistics.
- GUS (2022), <https://bdl.stat.gov.pl/> (data dostępny: 11.07.2022).
- Hyndman R.J., Athanasopoulos G. (2021), *Forecasting Principles and Practice*, 3rd edition, OTexts, Melbourne.
- Kolekar K.A., Hazra T., Chakrabarty S.N. (2016), *A review on prediction of municipal solid waste generation models*, Procedia Environmental Sciences, 35, s. 238-244.
- Liu J., Li Q., Gu W., Wang C. (2019), *The impact of consumption patterns on the generation of municipal solid waste in China: evidences from provincial data*, International Journal of Environmental Research and Public Health, 16(10), 1717.
- Owusu-Sekyere E., Harris E., Bonayah E. (2013), *Forecasting and planning for solid waste generation in the Kumasi Metropolitan Area of Ghana: an ARIMA time series approach*, International Journal of Sciences, 2, 69-83.
- Phillips P.C.B. (1986), *Understanding spurious regressions in econometrics*, Journal of Econometrics, 33.
- Sha'Ato R., Aboho S.Y., Oketunde F.O., Eneji I.S., Unazi G., Agwa S. (2007), *Survey of solid waste generation and composition in a rapidly growing urban area in Central Nigeria*, Waste Management, 27, s. 352-358.
- Xu L., Gao P., Cui S., Liu C. (2013), *A hybrid procedure for MSW generation forecasting at multiple time scales in Xiamen City, China*, Waste Management, 33, s. 1324-1331.
- Zhang L., Yuan Z., Bi J., Huang L. (2012), *Estimating future generation of obsolete household appliances in China*, Waste Management and Research, 30.

FORECASTING OF MUNICIPAL WASTE ACCUMULATION RATE IN THE APPROACH TO CHANGES IN PERSONAL CONSUMER EXPENDITURE BY MEANS OF A VECTOR-AUTOREGRESSIVE MODEL

Abstract: Forecasting the amount of municipal waste generated is important for the planning, operation and optimization of a properly

functioning municipal waste management system. However, it is not an easy task due to a number of dynamic changes resulting from demographic, social and economic transformations, some of them unpredictable. Initially, mainly conventional, descriptive statistical models of forecasting waste generation, taking into account demographic and socio-economic factors, were used for prognosis. Currently more and more often these methods are replaced by methods based on machine learning, which is a subset of artificial intelligence. Machine learning teaches computers to learn from data and improve the model as they gain experience. The chapter analyses the changes in the municipal waste accumulation ratio in relation to expenditure on personal consumption based on data obtained from the Local Data Bank (LDB) run by the Polish Central Statistical Office. The analysis, and then the forecasting, was carried out with the use of a vector-autoregressive model, where each variable was described with a separate model equation, in which the independent variables are the delays of all dependent variables. The results showed that such a method can be successfully used to forecast the waste accumulation rate in terms of changes in personal consumption expenditure at an approximate level of 2.3% mean square error (RMSE).

Keywords: consumer expenditures, forecasting, time-series analysis, vector-autoregression model, waste accumulation rate

7. ANALIZA WPŁYWU BIOWĘGLA NA EMISJĘ DITLENKU WĘGLA – STUDIUM WYBRANYCH PRZYPADKÓW

Rafał Kobylecki¹, Robert Zarzycki¹, Magdalena Grajcar²
Mariusz Damasiewicz³, Michał Wichliński¹

¹Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

²Politechnika Częstochowska

³Enea Elektrownia Połaniec S.A.

Streszczenie: Wdrażanie biomasy do wydajnej konwersji energii jest coraz powszechniej akceptowane i stosowane, gdyż pozwala na ograniczenie niepożądanych zmian klimatycznych. Proces ten ogranicza jednak w wielu przypadkach duża wilgotność i stosunkowo niska gęstość energetyczna biomasy, a także zawartość w niej elementów niepożądanych, m.in. alkaliów, skutkująca niższymi sprawnościami konwersji energii oraz zwiększonymi kosztami remontów. Spalanie lub współspalanie biomasy jest jednak korzystne z punktu widzenia emisji ditlenku węgla, gdyż traktowane jest jako proces „zeroemisyjny”, a obiekty spalające biomasę nie muszą ponosić wysokich opłat z tytułu emisji CO₂ ani wdrażać drogich technologii CCS (Carbon Capture and Storage). W niniejszym rozdziale przedstawiono koncepcję produkcji energii elektrycznej oraz (opcjonalnie) ciepła i chłodu z termicznej obróbki biomasy oraz dokonano oszacowania możliwości ograniczenia emisji CO₂ poprzez deponowanie w glebie biowęglu. Ponadto dokonano badań wpływu dodatku biowęglu na aktywność organizmów glebowych oraz plonowanie wybranych roślin.

Słowa kluczowe: biomasa, biowęgiel, CO₂

Wprowadzenie

Mimo że w wielu krajach na świecie istotny wolumen energii elektrycznej wytwarzany jest wciąż z surowców kopalnych, tzw. paliwa odnawialne zyskują na znaczeniu i cieszą się wzrastającą popularnością, dodatkowo promowaną poprzez odpowiednie decyzje polityczne i prawne. Głównymi przyczynami w dążeniu do zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w tzw. miksie energetycznym są zarówno ograniczone zasoby paliw kopalnych, jak i promowane na całym świecie strategie „zrównoważonego rozwoju” i „minimalizacji odpadów” wdrażane zwłaszcza w celu

ograniczenia zmian klimatycznych. W ostatnim czasie ukazało się wiele prac poświęconych tym zagadnieniom, traktujących albo o szerszym wdrażaniu paliw odnawialnych i biomasy do produkcji energii (m.in. Baxter 2005; McKendry 2002a; 2002b, 2002c; Yoder i in. 2011; Prins i in. 2006a), albo skoncentrowanych na korzystnym wpływie przetwarzania paliw i odzysku energii (Prins i in. 2006a; 2007; Chew, Doshi 2011) na środowisko. Istotnym ograniczeniem jest jednak to, że tzw. paliwa biomasowe zawierają znaczne ilości wilgoci i w konsekwencji charakteryzują się stosunkowo niską gęstością nasypową i gęstością energii, co stwarza problemy logistyczne, i często zawierają znaczne ilości zanieczyszczeń, m.in. wskutek poddawania roślin energetycznych np. okresowej „obróbce chemicznej”. W związku z tym bezpośrednie spalanie np. surowej biomasy skutkuje w krótszej lub dłuższej perspektywie czasowej wystąpieniem w układzie paliwo-powietrze-spaliny niepożądanych zjawisk, takich jak zanieczyszczenia powierzchni ogrzewalnych, korozja, problemy z dotrzymaniem emisji zanieczyszczeń w spalinach, obniżenie sprawności, wydajności itp. W środowisku użytkowników kotłów problemy te są znane i wiadomo, że „bezpośrednie” spalanie lub współspalanie surowej biomasy (zwłaszcza pochodzenia rolniczego – tzw. biomasy agro) jest trudne do technicznej realizacji. Spalanie biomasy jest jednak pożądane w związku z dążeniem UE do realizacji polityki tzw. „Zielonego Ładu” oraz wdrażaniem ambitnego programu „Fit for 55” – ukierunkowanych na wykorzystanie źródeł odnawialnych i promocji technologii konwersji energii o „zerowej” emisji CO₂, jak również promowanie technologii kogeneracji, trigeneracji czy też poligeneracji – zwłaszcza w odniesieniu do źródeł rozproszonych, w których wykorzystywane byłyby lokalne zasoby. Należy jednak pamiętać, że biomasa dla tego typu zastosowań zwykle wymaga – w większym lub mniejszym stopniu – przetwarzania i przygotowania, zwłaszcza jeśli proces ma cechować wysoka wydajność i efektywność.

Do tej pory znanych i utylitarnie stosowanych jest wiele technologii zapewniających wstępne przygotowanie paliw potocznie zwanych „trudnymi”. Technologie te oparte są głównie na procesach termicznych (termoliza), z których najpowszechniej stosowane są technologie zgazowania lub pirolizy, opisane szerzej w literaturze np. w pracach McKendry (2002a, 2002b, 2002c), Yoder i in. (2011), Prins i in. (2006a, 2007) oraz Chew, Doshi (2011). Procesy te, choć dobrze rozpoznane w skali laboratoryjnej, są jednak drogie i charakteryzują się niesatysfakcjonującą efektywnością (Raveendran, Ganesh, 1996) m.in. wskutek kłopotów z oczyszczaniem gazu czy też tworzeniem się związków smolistych wewnątrz kanałów wyprowadzających produkty ze strefy reakcji. Dlatego oprócz przetwarzania paliwa biomasowego w celu wytworzenia gazu palnego lub bioolejów (substytutów paliw płynnych) interesującą opcją realizacji termolizy biomasy wydaje się jej bezpośrednie przetwarzanie do postaci tzw. biowęglu. W efekcie takiego podejścia możliwe jest w stosunkowo prosty i tani sposób zrealizowanie wydajnej technicznie produkcji energii oraz ciepła (Varhegyi, Antal, 2002; Prins i in. 2006b-c; Neves i in. 2011). Ponadto, obróbka

termiczna „surowej” biomasy i jej przetworzenie do biowęgla poprawia parametry fizykochemiczne i właściwości przemiałowe substancji stałej, co w przypadku jej bezpośredniego wykorzystania jako paliwa w kotle skutkuje wzrostem sprawności konwersji energii w cyklu Clausiusa-Rankine’a (Mann, Spath, 2001; Prins, 2006a; Yoder i in. 2011).

Mając na uwadze aktualne kwestie polityczne, klimatyczne oraz gospodarcze (związane m.in. z dążeniem do zrównoważonej gospodarki zasobami, ograniczeniem zanieczyszczenia środowiska czy też ze zmniejszaniem się ilości SOM, *soil organic matter*, w glebach rolnych), wykorzystanie energii chemicznej biomasy powinno być realizowane efektywnie w taki sposób, aby możliwe było osiągnięcie jak największych korzyści środowiskowych i tzw. efektu dodanego poprzez połączenie przetwarzania i przygotowania biomasy z produkcją energii elektrycznej, ciepła bądź chłodu z jednoczesną minimalizacją emisji ditlenku węgla do atmosfery (Bolan i in. 2012; Sevilla i in. 2011).

Osiągnięcie powyższych celów wydaje się możliwe poprzez jednoczesne suszenie i uwęglanie biomasy, połączone z wykorzystaniem nadmiarowego ciepła poprocesowego (powstałego wskutek spalania części lotnych z biomasy) np. do wytwarzania elektryczności bądź chłodu (z wykorzystaniem chłodziarki absorpcyjnej) i z jednoczesnym deponowaniem części materii wsadu (w formie biowęgla – stałej pozostałości poprocesowej) w glebie (Lehmann i in. 2011; Bolan i in. 2012; Sevilla i in. 2011). W porównaniu z klasycznym spalaniem biomasy takie podejście powoduje znaczne zmniejszenie emisji netto CO₂ i tym samym staje się de facto alternatywą dla klasycznego CCS. Niezależnie od tego, szereg publikacji literaturowych (np. Lehmann i in. 2011) wskazuje i potwierdza korzystny wpływ termicznie przetworzonej i sekwestrowanej w glebie biomasy na jakość i żyzność gleby oraz funkcjonowanie organizmów glebowych.

W niniejszym rozdziale na podstawie kilku prac eksperymentalnych i badań autorów dokonano krótkiej analizy wpływu termicznego przetwarzania biomasy na ograniczenie emisji CO₂ poprzez realizację koncepcji tzw. uniknionej emisji. Dodatkowo, w pracy odniesiono się także krótko do określenia wpływu dodatku biowęgla na funkcjonowanie i aktywność organizmów glebowych – podstawę oceny stanowiły także wybrane wyniki badań własnych autorów.

7.1. Karbonizacja biomasy

Obróbkę wstępną biomasy do celów wysokosprawnej i wysokoefektywnej konwersji energii można dość łatwo przeprowadzić za pomocą technologii karbonizacji biomasy opracowanej w Politechnice Częstochowskiej i szczegółowo omówionej np. w pracach Kobyłeckiego i Bisa (2006) czy też Kacprzaka i in. (2011). W przeciwieństwie do innych procesów termolitycznych, które są endotermiczne i skupiają się głównie na maksymalizacji uzysku bioolejów (Demirbas, 2004; Yoder i in.

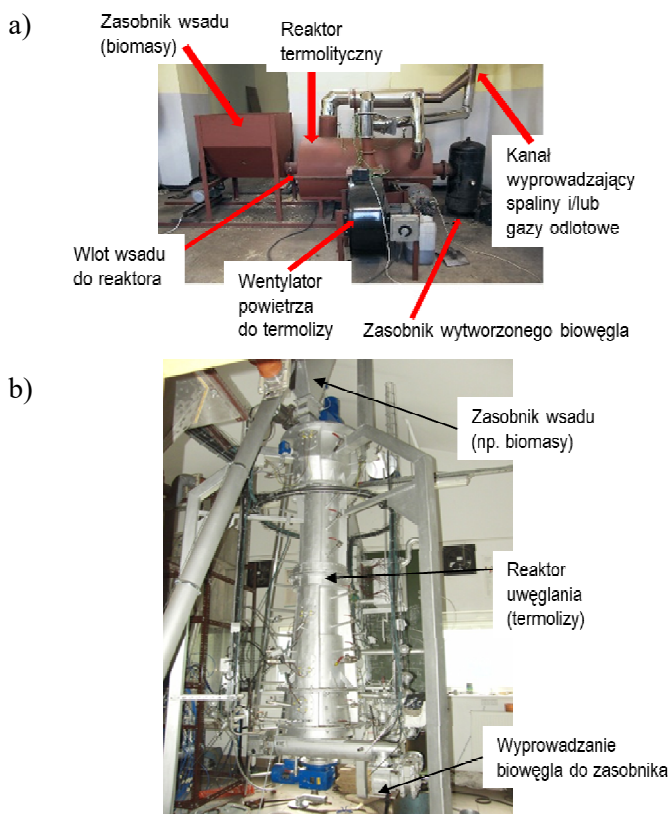
2011), omawiany proces koncentruje się na produkcji biowęgla. Paliwo podawane jest do specjalnie zaprojektowanego reaktora, gdzie jest suszone i uwęglane. Część gazów pirolitycznych powstających podczas obróbki termicznej paliwa jest natychmiast spalana w celu dostarczenia ciepła potrzebnego do podtrzymania procesu, podczas gdy reszta gazów spalinowych może być wykorzystana do produkcji elektryczności, ciepła bądź chłodu. W efekcie termolizy pozostaje stały produkt, noszący nazwę biowęgla, który może być dalej spalany w „klasycznych” instalacjach lub przechowywany, a następnie wykorzystywany do innych procesów (np. deponowany w ziemi w celu osiągnięcia efektu tożsamego z sekwestracją płynnego CO₂). Technologia produkcji biowęgla jest rozwijana na Politechnice Częstochowskiej od lat i w laboratorium Katedry Zaawansowanych Technologii Energetycznych znajdują się różne urządzenia tego rodzaju – przykładowe konstrukcje (pionowa i pozioma) układów do produkcji biowęgla pokazano na rysunku 7.1.

W trakcie dotychczasowych badań i eksperymentów przetestowano oraz przetworzono szereg rodzajów paliw, m.in. poddając uwęglaniu różne rodzaje biomasy, takie jak słoma, osady ściekowe, odpady komunalne, odpady rolnicze, drewno rozbiórkowe itp. W każdej próbie eksperymentalnej temperatura we wnętrzu reaktora oraz czas pobytu biomasy były dostosowywane do rodzaju paliwa i praktycznie utrzymywane na poziomie odpowiednio między 700 a 900°C oraz 180-600 s. Uzysk biowęgla obliczony na podstawie wyników testów mieścił się zwykle w zakresie 20-60% początkowej masy biomasy.

Przykładowe wybrane parametry niektórych paliw wsadowych oraz wytworzonych biowęgla przedstawiono w tabeli 7.1. Uzyskane wyniki wskazują, że biowęgiel jest prawie całkowicie suchy, a jego wartość opałowa (LHV) ma zbliżoną wartość do dobrej jakości węgla. W porównaniu z masą biomasy wejściowej uzyski masowe biowęgla dla wsadów podanych w tabeli 7.1 wyniosły 23% dla zrębków olchowych, 38% dla odpadów meblowych, 25% dla zrębków sosnowych i 26% dla mieszanki RDF/zrębki drzewne. Wyniki zależą każdorazowo od rodzaju paliwa; są one jednak w zadowalającym stopniu zgodne z danymi literaturowymi (Lehmann i in. 2011; Neves i in. 2011; Sevilla i in. 2011), gdzie autorzy podali wydajność biowęgla na poziomie około 15-60% i zawartość węgla w biowęglu na poziomie około 20-87%.

Biorąc pod uwagę właściwości i parametry wytwarzanego biowęgla, wydaje się, że może on stać się ciekawą opcją sekwestracji ditlenku węgla. Idea w tym zakresie skupiona jest na przetwarzaniu biomasy i produkcji biowęgla za pomocą przedstawionej powyżej technologii termolizy w połączeniu z sekwestracją i deponowaniem biowęgla w glebie. Takie podejście staje się alternatywą dla „klasycznych” technologii CCS, lecz jest korzystniejsze z punktu widzenia środowiskowego, gdyż oprócz usuwania CO₂ sekwestracja węgla organicznego w glebie zwiększa również żyzność fizyczną i chemiczną gleby oraz produktywność roślin. Ponadto zmniejszeniu ulega emisja gazów cieplarnianych z gleby przy jednoczesnym zmniejszeniu śladu węglowego zasobów rolnych. Proponowane podejście jest również znacznie mniej

szkodliwe dla środowiska niż „klasyczne” procesy współspalania i pozwala pozbyć się znacznie większej ilości ditlenku węgla na jednostkę wyprodukowanej energii.

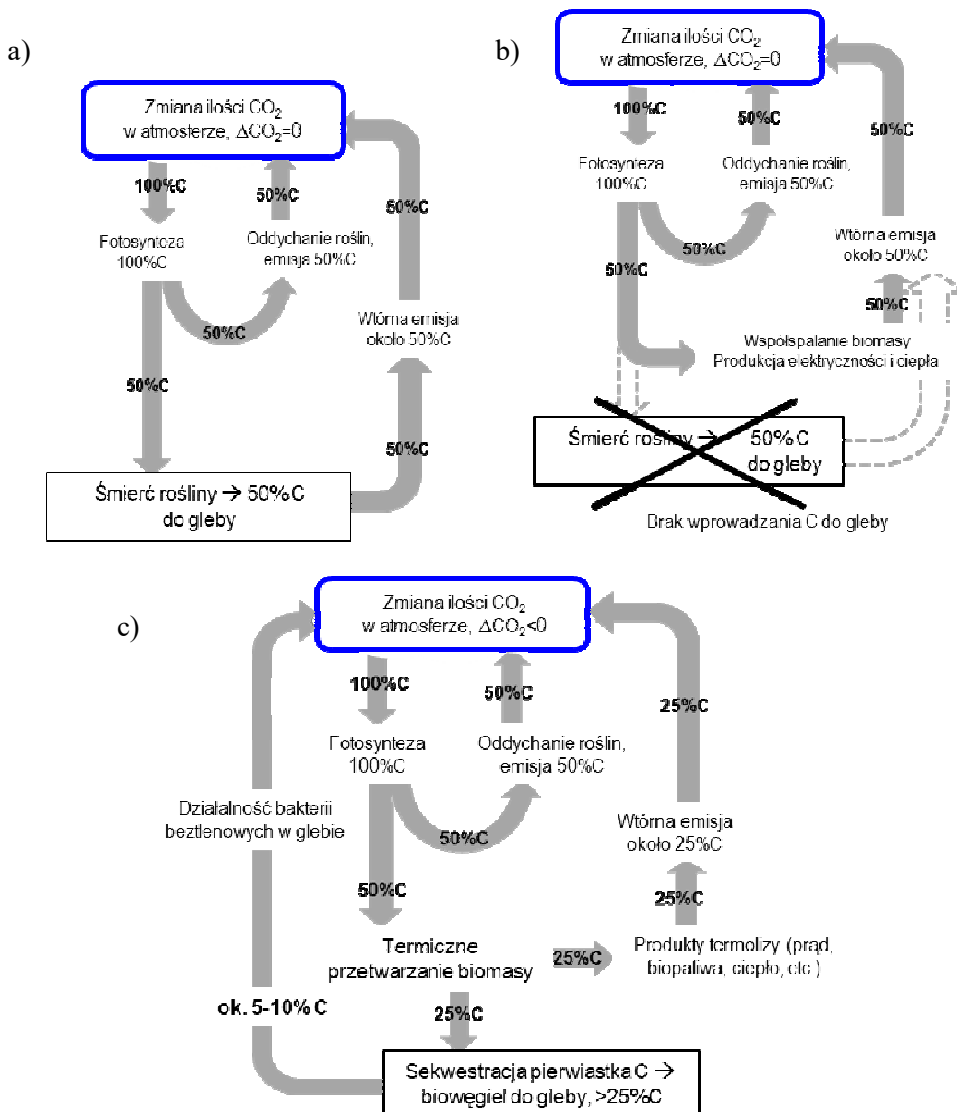


Rys. 7.1. Przykładowe urządzenia pilotowe do produkcji biowęgla w układzie poziomym (a) oraz pionowym (b)

Tabela 7.1. Zestawienie wybranych parametrów biomasy i wyprodukowanego z niej biowęgla (wilgoć, zawartość pierwiastka C oraz wartość opałowa)

Parametr	Wilgoć [%]	Węgiel C [%]	LHV [MJ/kg]
Biomasa A (zrębki olchowe)	34,9	33	13,2
Biowęgiel ze zrębków olchowych	0,8	74	27,8
Biomasa B (odpady meblowe)	11,9	34	16,4
Biowęgiel z odpadów meblowych	1,4	77	25,9
Biomasa C (zrębki sosnowe)	35,0	39	10,4
Biowęgiel ze zrębków sosnowych	0,9	71	26,6
Biomasa D (RDF i zrębki drzewne)	9,2	52	18,1
Biowęgiel z mieszanki RDF i zrębków drzewnych	0,9	64	26,8

Korzyści z takiego podejścia schematycznie wyjaśniono na rysunku 7.2. Sytuacja pokazana na rysunku 7.2a ma miejsce w warunkach naturalnych, gdzie pierwiastek C (węgiel) jest stopniowo pochłaniany przez rośliny z atmosfery w postaci CO_2 (fotosynteza). Po obumarciach roślin węgiel zawarty w materii roślinnej przemieszcza się do gleby, a następnie powoli wraca do atmosfery m.in. w efekcie procesów rozkładu – fermentacji beztlenowej.



Rys. 7.2. Porównanie obiegu pierwiastka węgla C: a) obieg naturalny, b) spalanie biomasy do produkcji energii elektrycznej, c) termoliza biomasy i produkcja prądu w efekcie spalania części lotnych z termolizy wraz z deponowaniem pierwiastka C w formie pozostałego biowęgla w glebie

Podobnie jak w przypadku (a) wygląda obieg pierwiastka C podczas spalania biomasy (por. rys. 7.2b); roślina po wzroście i ścięciu jest spalana, aby wyprodukować energię elektryczną, a dzięki temu cały cykl jest „zrównoważony”. Istnieje jednak jedna znacząca różnica między przypadkami pokazanymi na rysunkach 7.2a i 7.2b, gdyż w cyklu (b) pierwiastek węgiel C powraca do atmosfery z pominięciem etapu „przejścia przez glebę”, co ma ogromne znaczenie dla biotopu i lokalnego ekosystemu, powodując jego stopniową degradację. Liczne dane wskazują, że każda gleba w naszym kraju wymaga rekultywacji, jeśli zawartość węgla C w takiej glebie spadnie poniżej 26 t/ha. Mając powyższe na uwadze, klasyczne współspalanie biomasy nie może być zaakceptowane i traktowane jako „zrównoważone” i „zero-emisyjne”, ponieważ proces tego typu eliminuje dostarczanie węgla do gleby, powodując powolną jej degradację.

Rozwiązanie problemu pokazano na rysunku 7.2c, gdzie biomasa jest poddawana obróbce termicznej (termolizie), a wydzielone w trakcie części lotne są wykorzystywane do produkcji np. energii elektrycznej, podczas gdy stała pozostałość (biowęgiel) nie podlega spalaniu, lecz jest wprowadzana do gleby w celu utrzymania wymaganej zawartości w niej pierwiastka C. W ten sposób proces staje się podobny do sytuacji pokazanej na rysunku 7.2a, ale w praktyce staje się *de facto* działaniem „węglowo ujemnym”, ponieważ powoduje zmniejszenie ogólnego stężenia ditlenku węgla w atmosferze (więcej CO₂ jest pochłaniane przez rośliny z atmosfery podczas życia roślin, niż jest zwracane podczas spalania resztek roślinnych).

Ponieważ w przypadku 7.2c pierwiastek C z biomasy zawarty jest w formie stałej w biowęglu, nie jest on spalany i tym samym nie jest również emitowany do atmosfery w formie CO₂. Zamiast tego pierwiastek C jest sekwestrowany w stabilnej postaci w glebie, a proces spełnia te same kryteria co „klasyczna” sekwestracja (CCS).

Przykładowe obliczenia ilości CO₂ zmagazynowanego w glebie w postaci wybranego biowęglu przedstawiono w tabeli 7.2. Należy pamiętać, że w porównaniu z „klasycznymi” technologiami CCS proces karbonizacji (uwęglania) biomasy i sekwestracji CO₂ w postaci biowęglu w glebie jest znacznie tańszy i prostszy oraz zapewnia warunki do stabilnego przechowywania CO₂ bez niebezpieczeństwa wycieku szkodliwego i cięższego od powietrza gazu. Ponadto, w takim przypadku nie dochodzi do niekontrolowanej emisji gazów cieplarnianych wytwarzanych przez organizmy beztlenowe w glebie, a ponadto znacznie poprawia się przepuszczalność i właściwości fizyczne gleby. Niektóre inne korzyści związane z zastosowaniem proponowanej złożonej technologii przetwarzania biomasy połączonej z magazynowaniem biowęglu w glebie wiążą się również ze wzrostem nawożenia gleby (dzięki poprawie potencjału wymiany kationowej spowodowanej wprowadzeniem biowęglu) oraz zwiększeniem pobierania składników pokarmowych przez rośliny, a także zahamowaniem wyłukiwania nawozów, spowodowanym m.in. przez opady deszczu.

Tabela 7.2. Oszacowanie wartości uniknionej emisji CO₂ poprzez zdeponowanie w glebie biowęgla o określonych parametrach (obliczenia na podstawie wyników badań własnych autorów)

	C [kg/kg]	Ciepło spalania [MJ/kg]	CO₂ uniknięty [kg/GJ]
Biowęgiel z wierzby Salix	0,82	28,0	107
Biowęgiel z trocin	0,89	25,9	125
Biowęgiel z odpadów	0,62	17,5	130
Biowęgiel z paliwa Mix No. 1	0,64	23,4	100
Biowęgiel z paliwa Mix No. 2	0,44	13,8	116

Dodanie porowatego biowęgla do gleby powoduje również zwiększenie zdolności gleby do immobilizacji składników pokarmowych w strefach przykorzeniowych roślin, a tym samym ogranicza wymywanie związków azotu do rzek i zbiorników wodnych (wymywanie azotu jest poważnym problemem intensywnej uprawy i rolnictwa).

Biorąc pod uwagę możliwości osiągnięcia tzw. uniknionej emisji CO₂ poprzez unikanie spalania biomasy i deponowanie pierwiastka C w formie biowęgla np. w glebie, dokonano oszacowania ilości możliwej do uniknięcia emisji ditlenku węgla. Wybrane wyniki zestawiono w tabeli 7.2.

7.2. Emisja ditlenku węgla z gleby

Jak skrótowo przedstawiono powyżej, poprzez ograniczenie spalania biomasy i jej termiczne przetwarzanie tak, aby wykorzystać ciepło gazów (spalin) oraz „wyprowadzić” z układu niespalony biowęgiel w formie stałej, możliwe jest do zrealizowania ograniczenie emisji CO₂ do atmosfery. Cel ten osiąga się poprzez deponowanie części ładunku pierwiastka węgla zawartego w biomase w glebie i sekwestrowanie go w formie stałej (biowęgla) poza atmosferą. Ponieważ pierwiastek C pochłonięty w procesie fotosyntezy i zawarty w materii biomasy nie jest w całości spalany, lecz pozostaje w stanie stałym w substancji biowęgla deponowanego w glebie, osiąga się w praktyczny sposób zmniejszenie ilości ditlenku węgla emitowanego ze spalania danego paliwa do atmosfery.

Wprowadzanie biowęgla do gleby – poza korzystnym efektem z punktu widzenia emisji CO₂ – wpływa także na poprawę właściwości fizykochemicznych gleby (np. wzrost retencji wody) oraz korzystnie zmienia warunki życia mikroorganizmów zawartych w glebie.

Zestawienie wyników badań wpływu dodatku biowęgla na aktywność „życia biologicznego” wierzchniej warstwy gleby oraz zmiany plonowania wybranych roślin podano w tabelach 7.3 i 7.4. Badania wykonano na poletkach doświadczalnych w południowej i wschodniej Polsce.

Jak widać z analizy danych zestawionych w tabeli 7.3, dodatek biowęgla do gleby w maksymalnej ilości 100 t/ha praktycznie nie zmienia jednostkowych ilości ditlenku węgla tworzącego się w glebie w efekcie działalności w niej mikroorganizmów glebowych – tym samym potwierdza tezę o efektywnej możliwości „przechowywania” pierwiastka C poza atmosferą poprzez jego sekwestrację w wierzchniej warstwie gleby. Niemniej jednak wyniki wskazują także na konieczność właściwego doboru ilości biowęgla deponowanego w danego rodzaju glebie.

Tabela 7.3. Zestawienie zmierzonej przez autorów emisji CO₂ z gleby w zależności od dawki biowęgla (ładunek emitowanego CO₂ stanowi swoisty wyznacznik aktywność organizmów glebowych). Wyniki zrealizowano na poletkach badawczych we wschodniej Polsce

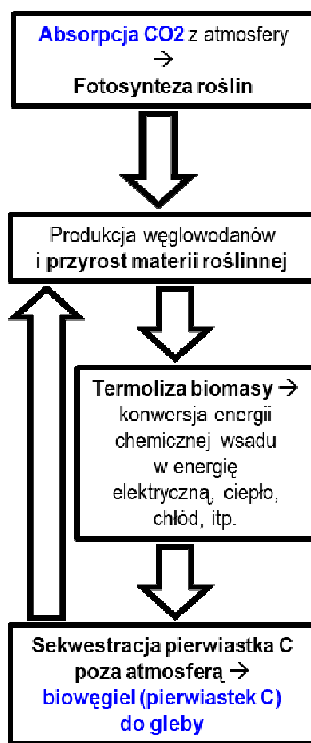
Dawka biowęgla ze zrzębki leśnej [t/ha]	Średnia emisja CO ₂ z gleby [ppm]
0	649
1	650
5	515
10	552
20	614
30	650
40	705
50	643
60	615
80	617
100	700

W tabeli 7.4 zaprezentowano wybrane wyniki badań własnych autorów pozwalające na ocenę możliwości zwiększenia plonowania wybranych roślin poprzez zastosowanie dodatku biowęgla do gleby. Wyniki wskazują wyraźnie na korzystny wpływ dodatku biowęgla na wzrost roślin i wybrane parametry roślin kontrolnych.

Tabela 7.4. Zestawienie wpływu dodatku biowęgla na względne zmiany wybranych parametrów roślin kontrolnych (wartości średnie, poletka doświadczalne w południowej i wschodniej Polsce)

Lokalizacja poletka	Parametr	Rośliny z poletka porównawczego (stan odniesienia)	Rośliny z poletka z dodatkiem biowęgla
Wschodnia Polska	Długość kłosów zboża	1	1,1
Wschodnia Polska	Wysokość roślin	1	1,2
Wschodnia Polska	Masa średniego kłosa	1	1,7
Południowa Polska	Wysokość roślin	1	1,6

Zaproponowana i opisana w niniejszej pracy idea uwęglania biomasy i deponowania w glebie stałej pozostałości poprocesowej (biowęgla) stwarza interesujące i korzystne warunki dla osiągnięcia kilku celów, tj. wytwarzania energii elektrycznej i (opcjonalnie) ciepła/chłodu z jednoczesnym netto ujemnym bilansem pierwiastka C, co w konsekwencji skutkuje w wieloletniej perspektywie zmniejszeniem zawartości CO₂ w atmosferze. Ponadto, poprzez deponowanie biowęgla w glebie możliwe jest zrealizowanie koncepcji zrównoważonego rozwoju i osiągnięcie swoistej synergii rolnictwa, energetyki oraz ochrony środowiska z wynikowym ujemnym bilansem netto pierwiastka C. Schematycznie cały proces pokazuje rysunek 7.3.



Rys. 7.3. Koncepcja połączenia fotosyntezy z termicznym przetwarzaniem biomasy i sekwestracją biowęgla w glebie skutkująca ujemnym bilansem netto pierwiastka C pomiędzy atmosferą ziemską a zewnętrzną powierzchnią Ziemi

Podsumowanie

Zaproponowana nowa koncepcja termicznego przetwarzania (termolizy) biomasy zapewnia warunki do generacji energii elektrycznej oraz ciepła i/lub chłodu z jednoczesnym magazynowaniem ditlenku węgla w glebie w stabilny i przyjazny dla środowiska sposób w postaci biowęgla, zawierającego znaczne (w praktyce > 70% wagowo) ilości pierwiastka C. Deponowanie biowęgla w glebie skutkuje nie

tylko przechowywaniem w stabilny sposób pierwiastka C poza atmosferą, lecz korzystnie wpływa na jakość gleby i plonowanie wybranych roślin. Poza bezsprzecznymi pozytywnymi efektami środowiskowymi przedstawiona koncepcja wydaje się być także tanią i prostą alternatywą dla „klasycznych” technologii CCS ukierunkowanych na wychwyt ditlenku węgla z procesów konwersji energii. Ponadto, przedstawiona koncepcja i sposób przetwarzania biomasy pozwalają na osiągnięcie efektu synergii poprzez realizację konwersji energii ze źródeł odnawialnych w taki sposób, aby ograniczyć zmiany klimatyczne i promować zrównoważone rolnictwo poprzez poprawę jakości życia biologicznego w wierzchniej warstwie gleby.

Podziękowania

Praca została sfinansowana z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej oraz projektu NCBR nr BIOSTRATEG3/345940/7/NCBR/2017.

Literatura

- Baxter L. (2005), *Biomass-coal co-combustion: opportunity for affordable renewable energy*, Fuel, 84, s. 1295-1302.
- Bolan N., Kunhikrishnan A., Choppala G., Thangarajan R., Chung J. (2012), *Stabilization of carbon in compost and biochars in relation to carbon sequestration and soil fertility*, Science of the Total Environment, 424, s. 264-270.
- Chew J., Doshi V. (2011), *Recent advances in biomass pretreatment – Torrefaction fundamentals and technology*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, s. 4212-4222.
- Demirbas A. (2004), *Effect of initial moisture content on the yields of oily products from pyrolysis of biomass*, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 71, s. 803-815.
- Kacprzak A., Kobyłecki R., Bis Z. (2011), *Clean energy from a carbon fuel cell*, Archives of Thermodynamics, 32/3, s. 145-157.
- Kobyłecki R., Bis Z. (2006), *Autotermiczna termoliza jako efektywna technologia produkcji czystych i wysokoenergetycznych paliw*, Archiwum Spalania, 6/1-4, s. 114-119.
- Lehmann J., Rillig M., Thies J., Masiello C., Hockaday W., Crowley D. (2011), *Biochar effects on soil biota – A review*, Soil Biology & Biochemistry, 43, s. 1812-1836.
- Mann M., Spath P. (2001), *A life cycle assessment of biomass cofiring in a coal-fired power plant*, Clean Products and Processes, 3, s. 81-91.
- McKendry P. (2002a), *Energy production from biomass (Part 1): Overview of biomass*, Bioresource Technology, 83, s. 37-46.
- McKendry P. (2002b), *Energy production from biomass (Part 2): Conversion technologies*, Bioresource Technology, 83, s. 47-54.
- McKendry P. (2002c), *Energy production from biomass (Part 3): Gasification technologies*, Bioresource Technology, 83, s. 55-63.
- Neves D., Thunman H., Matos A., Tarelho L., Gomez-Barea A. (2011), *Characterization and prediction of biomass pyrolysis products*, Progress in Energy Combustion Science, 37, s. 611-630.

- Prins M., Ptasiński K., Janssen F. (2006a), *More efficient biomass gasification via torrefaction*, Energy, 31, s. 3458-3470.
- Prins M., Ptasiński K., Janssen F. (2006b), *Torrefaction of wood: Part 1. Weight loss kinetics*, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 77, s. 28-34.
- Prins M., Ptasiński K., Janssen F. (2006c), *Torrefaction of wood: Part 2. Analysis of products*, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 77, s. 35-40.
- Prins M., Ptasiński K., Janssen F. (2007), *From coal to biomass gasification: Comparison of thermodynamic efficiency*, Energy, 32, s. 1248-1259.
- Raveendran K., Ganesh A. (1996), *Heating value of biomass and biomass pyrolysis products*, Fuel, 75, 15, s. 1715-1720.
- Sevilla M., Marcia-Agullo J., Fuertes A. (2011), *Hydrothermal carbonization of biomass as a route for the sequestration of CO₂: Chemical and structural properties of the carbonized products*, Biomass and Bioenergy, 35, s. 3152-3159.
- Varhegyi G., Antal Jr. M. (2002), *Charcoal, carbons and charcoal-type fuels from biomass wastes*, Chemia i Inżynieria Ekologiczna, 9, 1, s. 21-31.
- Yoder J., Galinato S., Granatstein D., Garcia-Perez M. (2011), *Economic tradeoff between biochar and bio-oil production via pyrolysis*, Biomass and Bioenergy, 35, s. 1851-1862.

ANALYSIS OF THE EFFECT OF BIOCHAR ON THE EMISSION OF CARBON DIOXIDE – A STUDY OF SOME CHOSEN CASES

Abstract: The implementation of biomass for efficient energy conversion has been widely accepted and used as it is one of the ways that allow the reduction of undesirable climate changes. However, this process is limited in many cases by high humidity and relatively low energy density of biomass, as well as the content of undesirable elements, e.g. alkali, resulting in lower energy conversion efficiencies and increased overhaul costs when compared to coal. Combustion or co-combustion of biomass, however, is beneficial from the carbon dioxide emission point of view since it is treated as a “zero-emission” process, and biomass combustion plants do not have to pay high CO₂ emission fees or implement expensive CCS (Carbon Capture and Storage) technologies. This chapter presents the concept of electricity and (optionally) heat and chill production due to thermolysis (thermal treatment) of biomass. Furthermore, the possibility to reduce the emission of CO₂ by biochar sequestration in soil is also discussed in the manuscript. Moreover, the influence of biochar addition on the activity of soil organisms and the relative yield of some selected plants is also investigated and discussed.

Keywords: biomass, biochar, CO₂

8. SYMULACJA ZJAWISKA KAWITACJI W WIRNIKU POMPY ODŚRODKOWEJ

Lukasz Knop, Paweł Mirek

Politechnika Częstochowska
Wydział Infrastruktury i Środowiska

Streszczenie: Pompy odśrodkowe mają szerokie zastosowania. Wykorzystywane są między innymi w systemach grzewczych domów, zakładach przemysłowych oraz elektrowniach. Eksploatacja pomp wiąże się z koniecznością przezwyciężenia wielu problemów eksploatacyjnych, z których najważniejszym jest zjawisko kawitacji. Występuje ona, gdy ciecz lokalnie osiąga wystarczająco niskie ciśnienie i zamienia się w gaz. Ponieważ kawitacja jest w stanie uniemożliwić wydajną pracę pompy odśrodkowej, a nawet zniszczyć jej wirnik, niezwykle ważną kwestią jest badanie tego zjawiska. Z uwagi na wysokie koszty i długotrwałość badań eksperymentalnych coraz częściej wykorzystuje się do tego celu oprogramowanie symulacyjne. W pracy zaprezentowano wyniki badań symulacyjnych zjawiska kawitacji w wirniku pompy odśrodkowej z wykorzystaniem oprogramowania ANSYS CFD. Obliczenia przeprowadzono za pomocą solvera Fluent dla wybranych przypadków obliczeniowych, w których zakładano stałe ciśnienie zasilania i prędkość obrotową wirnika. Przeprowadzona symulacja pozwoliła na zidentyfikowanie miejsca występowania kawitacji oraz stopnia jej rozwoju na krawędziach łopat wirnika pompy.

Słowa kluczowe: pompy odśrodkowe, kawitacja, symulacje

Wprowadzenie

Kawitacja największe szkody wyrządza nie w momencie powstania fazy gazowej, ale w chwili implozji pęcherzyków. Przebieg zapadania się pęcherzyka kawitacyjnego w pobliżu ciała stałego przedstawiono schematycznie na rysunku 8.1.

Implozji pęcherzyka kawitacyjnego towarzyszą dwie fale uderzeniowe, których wartości ciśnienia zależą od jego początkowych rozmiarów i mogą osiągać kilkaset (Głowacka 1996) lub nawet kilka tysięcy megapaskali (Szkodo 2008). Żaden materiał nie pozostaje obojętny na ciągłe bombardowanie nagłymi skokami ciśnienia. Krótkie impulsy obciążenia działające na bardzo małych obszarach powodują na powierzchni materiału złożony stan naprężeń. Takie obciążenie działające na

miękkie metale powoduje ich nierównomierne odkształcenie plastyczne. Kiedy powierzchnia materiału staje się wystarczająco nierówna, wzniesienia ulegają oderwaniu. Natomiast w przypadku twardych metali najpierw następuje umocnienie powierzchni, a przy dalszym oddziaływaniu pęcherzyków kawitacyjnych tworzą się rozwijające się pęknięcia (Szkodo 2008; Wójs 2004).



Rys. 8.1. Przebieg implozji pęcherzyka wypełnionego parą od fazy w pełni rozwiniętego pęcherzyka, poprzez tworzenie się mikrostrumienia, aż do powstania pierwszej i drugiej fali uderzeniowej

Erozja nie jest jednak jedynym efektem kawitacji. Towarzyszy jej także hałas, który przypomina dźwięk kamieni uderzających o ścianki rurociągu lub pompy. Z perspektywy eksploatacji równie ważny jest wpływ kawitacji na parametry pracy pompy. Rosnący udział pęcherzy parowych w tłoczonej cieczy utrudnia pracę pompy, sprawiając, że znacznie spada jej wysokość podnoszenia oraz sprawność. W skrajnych przypadkach może nawet dojść do zupełnego załamania charakterystyk pracy pompy. Spadek wydajności może jednak być wykorzystany na korzyść użytkownika pompy. Jest to bowiem łatwo mierzalna wartość, która ostrzega o występowaniu zjawiska kawitacji.

Niekorzystne efekty kawitacji sprawiają, że konieczne staje się jej unikanie oraz przeciwdziałanie. Najczęściej występującym typem kawitacji jest kawitacja wywołana zbyt niskim ciśnieniem na króćcu ssawnym pompy. Jako parametru określającego właściwości kawitacyjne używa się wartości wskaźnika NPSH (ang. Net Positive Suction Head), czyli minimalnej wartości ciśnienia na króćcu ssawnym, wymaganej do osiągnięcia przepływu pozbawionego pęcherzyków kawitacyjnych. Jeżeli rozważa się samą pompę, używa się wartości $NPSH_r$, czyli minimalnej wartości ciśnienia wymaganej dla samej pompy, natomiast w przypadku całego układu – $NPSH_a$, który uwzględnia wszystkie rury czy zbiorniki po stronie ssawnej pompy. Najczęstsze przypadki kawitacji są związane właśnie ze zbyt niską wartością $NPSH_a$, którą zwykle przyjmuje się o 1 m większą od wartości $NPSH_r$.

Kawitacji wywołanej zbyt niską wartością $NPSH_a$ można przeciwdziałać poprzez:

- **obniżenie temperatury cieczy** (niższa temperatura oznacza niższą wartość ciśnienia wrzenia cieczy),

- **podniesienie poziomu cieczy po stronie ssawnej** (pozwala to na zwiększenie ciśnienia na króćcu ssawnym pompy; alternatywnym rozwiązaniem jest zastosowanie zbiornika ciśnieniowego po stronie ssawnej),
- **zmniejszenie prędkości obrotowej pompy** (mniejszy przyrost prędkości w wirniku wpływa na obniżenie wartości $NPSH_r$, jednak w celu uzyskania tej samej wydajności przy niższej prędkości obrotowej należy użyć większej pompy),
- **zwiększenie średnicy otworu wlotowego wirnika** (pozwala to na obniżenie zarówno straty ciśnienia w rurach, jak i na wlocie pompy przy jednoczesnym spadku sprawności pompy),
- **zastosowanie wirnika wstępnego**, który ogranicza straty na wlocie do pompy i jednocześnie zwiększa ciśnienie na wlocie wirnika właściwego; w takim wirniku stosuje się łopatki o przestrzennej krzywiznie,
- **użycie dwóch pomp o mniejszej wydajności w układzie równoległym** (dzięki temu zmniejsza się prędkość przepływu, co jednocześnie wpływa na ograniczenie strat ciśnienia w rurociągu),
- **użycie dwóch pomp w układzie szeregowym** (pozwala to na podniesienie ciśnienia na wlocie drugiej pompy),
- **użycie pompy z wirnikiem dwustrumieniowym**, w której napływająca ciecz jest rozdzielana symetrycznie na dwa strumienie. Umożliwia to osiągnięcie niskich prędkości napływu cieczy, a w konsekwencji obniżenie wymaganej wartości $NPSH_r$ (Bachus, Custodio 2003).

Najbardziej kompleksową metodą badania kavitacji w pompach odśrodkowych jest badanie fizycznego modelu pompy. W trakcie takich badań można wykonywać pomiary wszystkich istotnych wartości takich jak:

- prędkość, ciśnienie i temperatura w obszarze wirnika,
- wydajność, wysokość podnoszenia, sprawność i pobór mocy pompy,
- ubytek masy w wyniku erozji kawitacyjnej,
- wpływ zawartości gazów w cieczy na intensywność kavitacji oraz
- drgania układu (Stępniewski 1985).

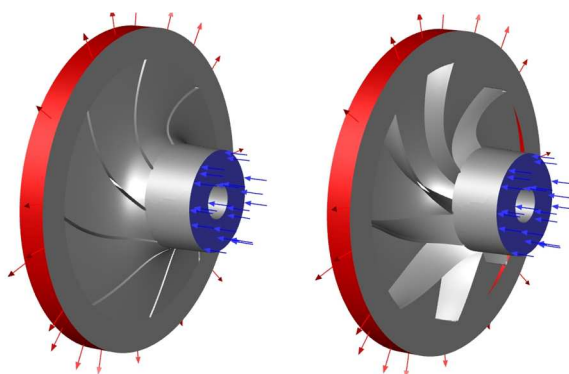
Pomimo wielu zalet metoda ta ma również kilka istotnych wad. Badania są dość czasochłonne i kosztowne. Wymagają również posiadania działającego modelu pompy. Staje się to powodem do coraz popularniejszego wykorzystywania narzędzi symulacyjnych obliczeniowej mechaniki płynów (ang. Computational Fluid Dynamics CFD). Oprogramowanie tego typu wykorzystuje metody numeryczne do rozwiązywania nieliniowych równań różniczkowych. Podstawę stanowią zwykle równania ciągłości, zachowania momentu i energii. Obliczenia mogą być przeprowadzone dzięki temu, że analizowany obszar jest dzielony na skończoną ilość objętości kontrolnych. Domena obliczeniowa dyskretyzowana jest za pomocą metody elementów skończonych, objętości skończonych lub różnic skończonych. CFD znacznie skraca czas potrzebny na przeprowadzenie badań oraz ogranicza ich koszty. Wadą tej metody jest to, że wyniki mogą nieco odbiegać od wartości, które byłyby obserwowane w rzeczywistości. Jednak w wielu zastosowaniach symulacja okazuje

się wystarczająco dokładna. Rozbieżność między symulacją a wynikami badań na fizycznym modelu nie przekracza często 10% (Shah i in. 2013).

W rozdziale podjęto próbę przeprowadzenia badań symulacyjnych zjawiska kawitacji dla założonej geometrii wirnika pompy odśrodkowej. Obliczenia przeprowadzono w środowisku ANSYS CFD, wykorzystując solver Fluent.

8.1. Obiekt badań

Do badań wykorzystano model wirnika przedstawiony na rysunku 8.2. Jest to wirnik zamknięty wyposażony w 8 łopatek o przestrzennej krzywiznie. Kolorem niebieskim zaznaczono wlot wirnika, a czerwonym obszar wylotowy. Wymiary geometryczne wirnika podano w tabeli 8.1.



Rys. 8.2. Geometria wirnika pompy odśrodkowej wykorzystana w badaniach symulacyjnych

Tabela 8.1. Wymiary geometryczne wirnika pompy odśrodkowej poddanego analizie

Średnica wylotu	Średnica wlotu	Średnica wału	Ilość łopatek
mm	mm	mm	–
220	70	22	8

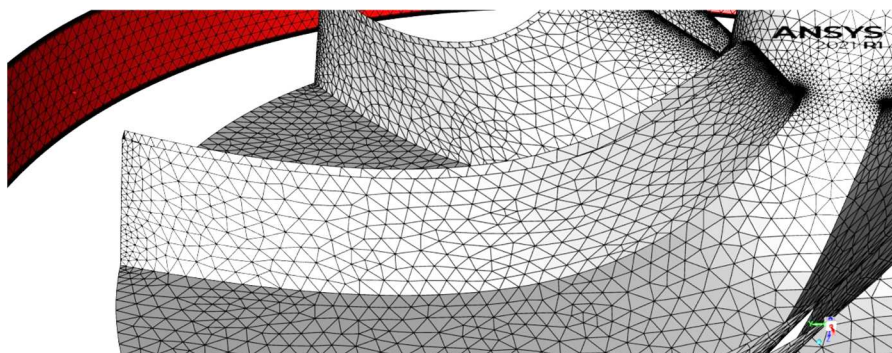
8.2. Warunki brzegowe

W fazie dyskretyzacji modelu obliczeniowego zastosowano tetraedralny model siatki obliczeniowej o parametrach przedstawionych w tabeli 8.2.

Tabela 8.2. Parametry siatki obliczeniowej

Liczba komórek	Liczba powierzchni	Liczba węzłów	Minimum Orthogonal Quality	Maximum Aspect Ratio
1 858 474	4 168 110	605 144	$7,47 \cdot 10^{-2}$	$1,88 \cdot 10^2$

Na rysunku 8.3 pokazano fragment wirnika pompy z wygenerowaną siatką obliczeniową. Jak wynika z rysunku, siatka była zagęszczana w miejscach spodziewanych gradientów ciśnienia.



Rys. 8.3. Fragment siatki obliczeniowej wygenerowanej na łopatkach wirnika pompy

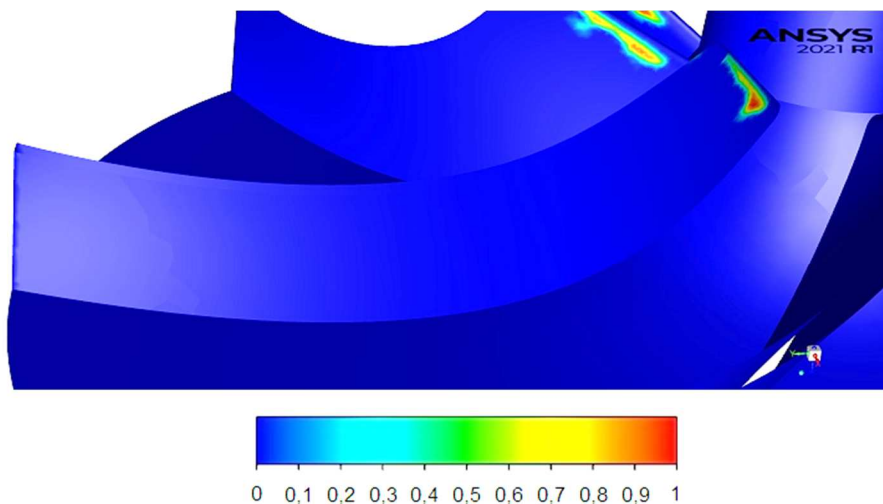
Obliczenia przeprowadzono, definiując ciśnienie na wlocie i na wylocie wirnika. W celu uchwycenia rozwoju kawitacji i jej wpływu na pracę wirnika symulacje przeprowadzono dla pięciu przypadków obliczeniowych. Jediną zmienną wartością było ciśnienie na wlocie pompy, które przyjmowano z przedziału od 70 000 do 150 000 Pa z krokiem 20 000 Pa. Ciśnienie na wylocie pompy nie było zmieniane w trakcie obliczeń i wynosiło 170 000 Pa. W trakcie obliczeń wykorzystano model 2-fazowy, gdzie fazą pierwszą jest woda, a fazą drugą para wodna. Obliczenia przeprowadzono w oparciu o model Schnerr-Sauer z ciśnieniem parowania wynoszącym 3540 Pa. Jako model turbulencji wybrano model k-omega SST, który wykorzystano z ustawieniami domyślnymi. Prędkość obrotowa wirnika wynosiła 1500 obr/min. Symulacja uwzględniała ciśnienie atmosferyczne dla warunków normalnych, czyli 101 325 Pa. Dla pędu, energii kinetycznej turbulencji oraz wartości rozpraszania użyto schematów dyskretyzacji przestrzennej drugiego rzędu. Dla ułamka objętościowego był to schemat QUICK. Najważniejsze warunki brzegowe z podziałem na analizowane przypadki przedstawiono w tabeli 8.3.

Tabela 8.3. Warunki brzegowe symulacji

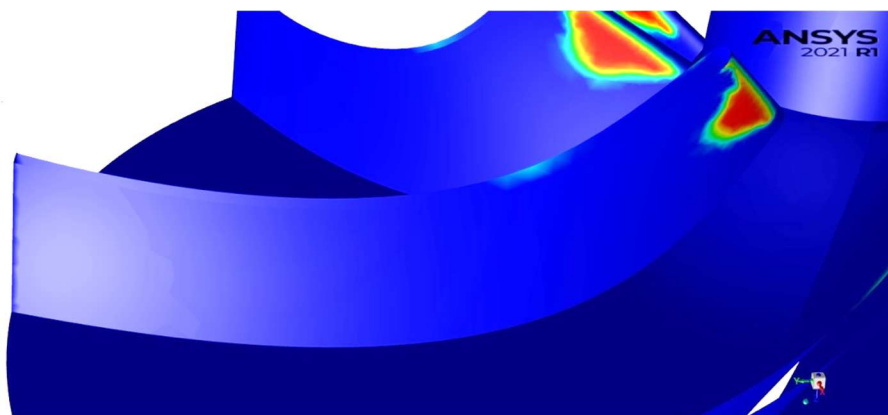
Przypadek	Ciśnienie na wlocie	Ciśnienie na wylocie	Prędkość obrotowa
	Pa	Pa	obr/min
1	150 000	170 000	1500
2	130 000	170 000	1500
3	110 000	170 000	1500
4	90 000	170 000	1500
5	70 000	170 000	1500

8.3. Rezultaty obliczeń

Na rysunkach 8.4-8.8 przedstawiono rozwój kawitacji na łopatach badanego wirnika pompy dla wszystkich analizowanych przypadków obliczeniowych w postaci udziału pary w mieszaninie wodno-parowej. Zamieszczone wykresy warstwiczne zostały wykonane z użyciem skali przedstawionej na rysunku 8.4, gdzie kolor niebieski odpowiada zawartości samej wody w mieszaninie, a czerwony – wyłącznie pary. Kolory pośrednie reprezentują udziały pary w mieszaninie.



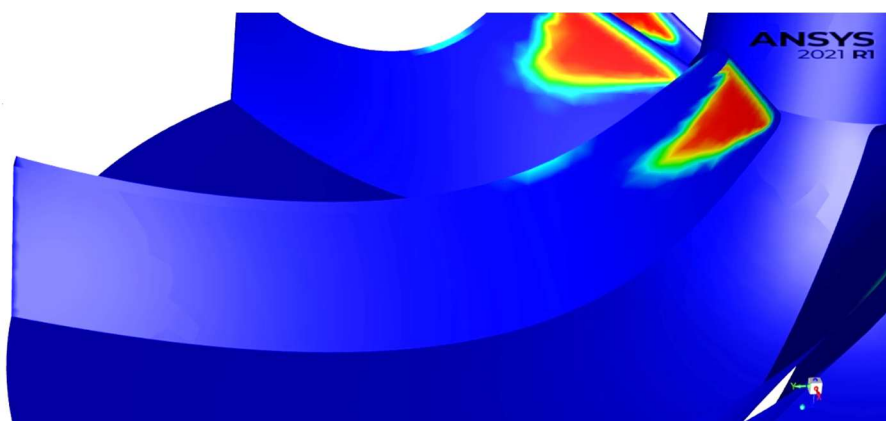
Rys. 8.4. Rozwój kawitacji na łopatach wirnika pompy dla pierwszego przypadku obliczeniowego (kolor niebieski odpowiada zawartości samej wody w mieszaninie, a czerwony – wyłącznie pary)



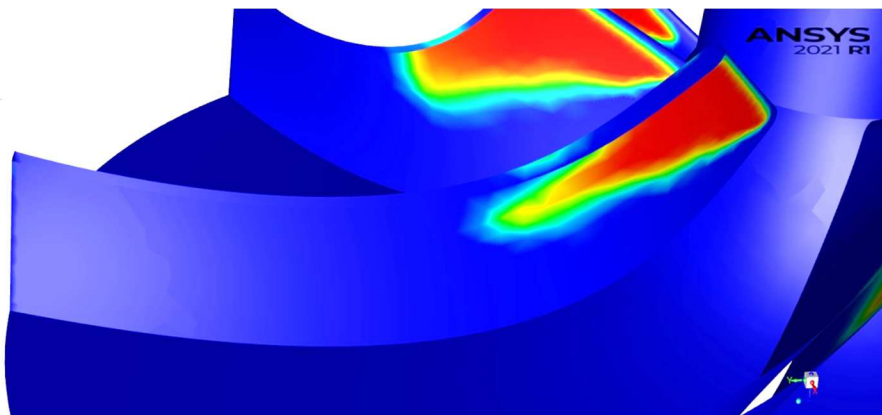
Rys. 8.5. Rozwój kawitacji na łopatach wirnika pompy dla drugiego przypadku obliczeniowego (kolor niebieski odpowiada zawartości samej wody w mieszaninie, a czerwony – wyłącznie pary)

Jak wynika z analizy danych pokazanych na rysunkach 8.4-8.8, otrzymane wyniki rozkładu pęcherzyków pary na łopatach wirnika są zgodne z przewidywaniami. Obszar kawitacji rozrasta się od osi wirnika na zewnątrz, a jego wielkość warunkuje intensywność przepływu cieczy przez pompę. Najprawdopodobniej obszar największych zniszczeń wirnika przypadnie na obszar zaznaczony kolorem zielonym, czyli strefę, w której najwięcej pęcherzyków parowych imploduje. Ponadto, wraz ze wzrostem natężenia przepływu zniszczenia będą poważniejsze, ponieważ strefa kawitacji w takim przypadku stanie się bardziej rozległa. W 1 przypadku (rys. 8.4) pęcherzyki parowe zajmują tylko niewielki obszar o nieregularnym kształcie na krawędzi łopat wirnika. W tak małym obszarze z dużym prawdopodobieństwem kawitacja nie spowoduje znacznych zniszczeń. Obniżenie ciśnienia na wlocie w 2 przypadku (rys. 8.5) skutkuje zwiększeniem powierzchni zajmowanej przez fazę gazową. Jednocześnie kształt tego obszaru staje się bardziej regularny i rozciąga się wzdłuż łopaty. Dalsze obniżenie ciśnienia o 20 kPa w 3 przypadku (rys. 8.6) przynosi podobny efekt. Na łopatach wirnika pojawia się dość regularny obszar o trójkątnym kształcie.

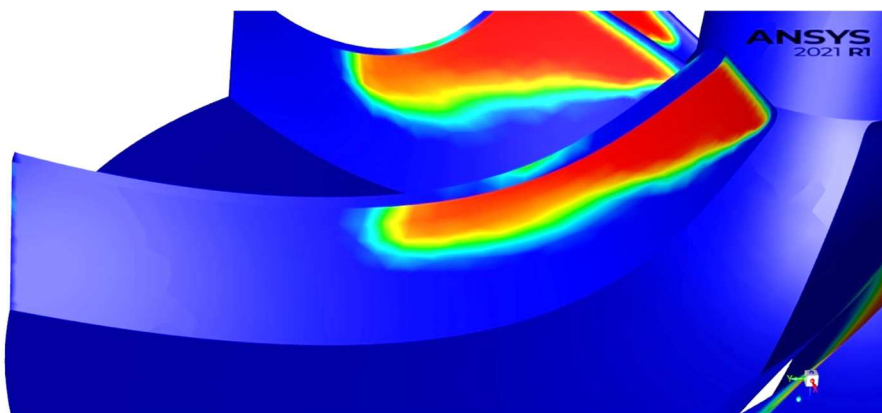
W 4 przypadku (rys. 8.7) można zauważyć gwałtowne powiększenie obszaru zajmowanego przez fazę gazową, który w porównaniu do 3 przypadku zwiększa swoją powierzchnię dwukrotnie. Tak duży obszar pozwala na swobodny wzrost pęcherzyków parowych, co powoduje poważne uszkodzenia łopat w krótkim czasie. Dodatkowo można zauważyć, że faza gazowa oddziałuje teraz także na górne krawędzie łopat. W 5 przypadku (rys. 8.8) dalszy wzrost obszaru kawitacji następuje wzdłuż górnych krawędzi łopat wirnika. Faza gazowa zajmuje tutaj około połowy długości łopaty, co w dłuższej perspektywie czasowej uniemożliwi skuteczną pracę pompy i szybko doprowadzi do zniszczenia wirnika.



Rys. 8.6. Rozwój kawitacji na łopatach wirnika pompy dla trzeciego przypadku obliczeniowego (kolor niebieski odpowiada zawartości samej wody w mieszaninie, a czerwony – wyłącznie pary)

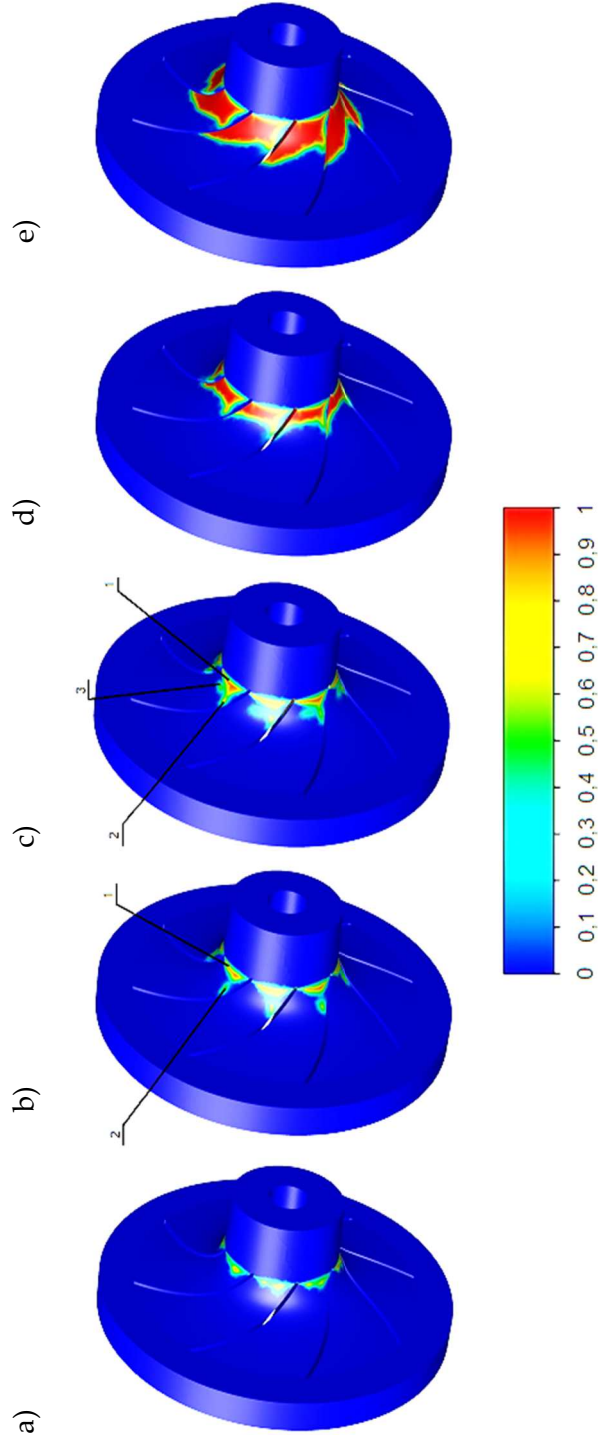


Rys. 8.7. Rozwój kawitacji na łopatach wirnika pompy dla czwartego przypadku obliczeniowego (kolor niebieski odpowiada zawartości samej wody w mieszaninie, a czerwony – wyłącznie pary)



Rys. 8.8. Rozwój kawitacji na łopatach wirnika pompy dla piątego przypadku obliczeniowego (kolor niebieski odpowiada zawartości samej wody w mieszaninie, a czerwony – wyłącznie pary)

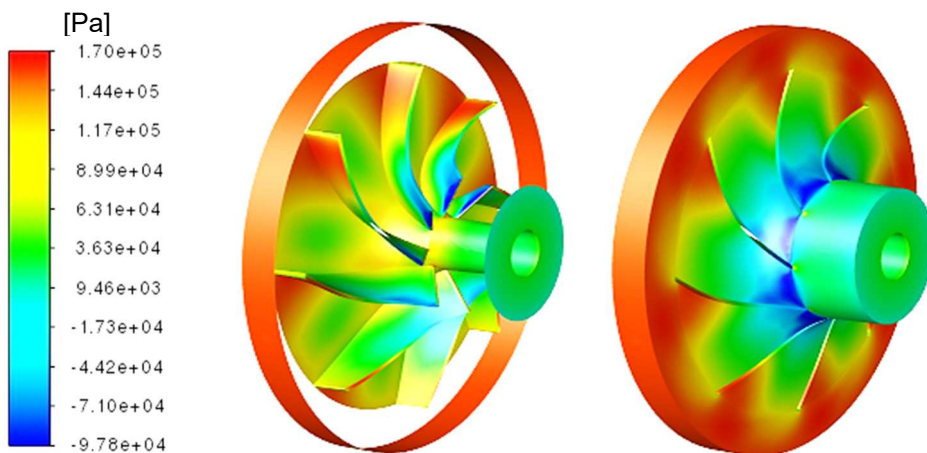
Na rysunku 8.9 przedstawiono rozwój kawitacji na ściankach wirnika. Podobnie jak dla łopat, w 1 przypadku (rys. 8.9a) na ściance wirnika kawitacja zajmuje jedynie niewielki, nieregularny obszar. Miejsca całkowicie wypełnione parą wodną (kolor czerwony) zajmują obszary o nieznacznej powierzchni. Po obniżeniu ciśnienia w 2 przypadku (rys. 8.9b) obszar kawitacji zaczyna rozrastać się na zewnątrz wirnika, przy czym pojawiają się również strefy całkowicie wypełnione gazem. Jak można zauważyć, obszar kawitacji w tym przypadku nie jest jednorodny i składa się z dwóch odrębnych stref (na rys. 8.9b oznaczone numerami 1 i 2) oddzielonych fazą ciekłą.



Rys. 8.9. Rozwój kawitacji na ściankach wirnika dla poszczególnych przypadków obliczeniowych: a) przypadek 1, b) przypadek 2, c) przypadek 3, d) przypadek 4, e) przypadek 5; 1, 2, 3 – obszary mieszanej fazy ciekłej i gazowej rozdzielone fazą ciekłą

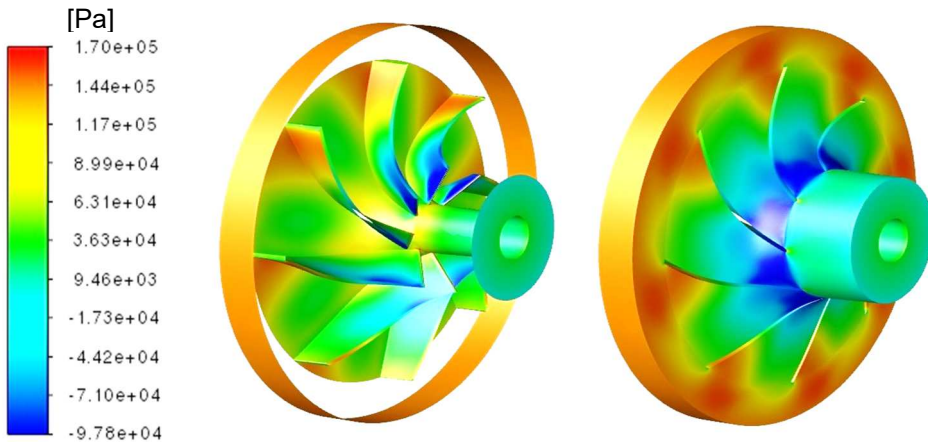
Przypadek 3 (rys. 8.9c) skutkuje kolejnym wzrostem powierzchni zajmowanej przez fazę gazową. Podobnie jak w przypadku 2, obszar kawitacji nie jest tutaj jednorodny. Tym razem można jednak wyróżnić trzy obszary (na rys. 8.9c oznaczone numerami 1, 2 i 3). W przypadku 4 (rys. 8.9d) można zauważyć gwałtowny rozrost obszaru zajętego przez fazę gazową. Podobnie jak miało to miejsce w przypadku łopatek, powiększa się on dwukrotnie w porównaniu do przypadku 3, przez co staje się bardziej jednorodny. Dalsze obniżenie ciśnienia w przypadku 5 (rys. 8.9e) wywołuje dalszy rozrost strefy kawitacji w stronę wylotu wirnika. Strefa kawitacji sięga w tym przypadku do około połowy długości łopaty, analogicznie jak miało to miejsce w przypadku łopatek (rys. 8.8). Tak duży obszar zajęty przez fazę gazową pozwala na swobodny rozrost pęcherzyków parowych, które w bardzo krótkim czasie mogą doprowadzić do zniszczenia ścianki wirnika.

Na rysunkach 8.10-8.14 przedstawiono rozkład ciśnienia statycznego na ściankach i łopatach wirnika pompy. Jak wynika z uzyskanych wyników obliczeń, rozkład ciśnienia na łopatach jest zbieżny z rozkładem kawitacji. Strefa podciśnienia (kolor niebieski) rozrasta się zgodnie z kierunkiem przepływu wody i przyjmuje coraz większy zakres dla kolejnych przypadków obliczeniowych. Również na ściankach zewnętrznych wyraźnie widać przyrost strefy podciśnienia i znaczne obniżenie ciśnienia na wylocie wirnika. W przeciwieństwie do obszaru kawitacji strefa podciśnienia rozrasta się płynnie. W przypadku 1 (rys. 8.10) strefa podciśnienia (kolor niebieski) znajduje się jedynie przy krawędziach łopatek blisko wlotu wirnika.



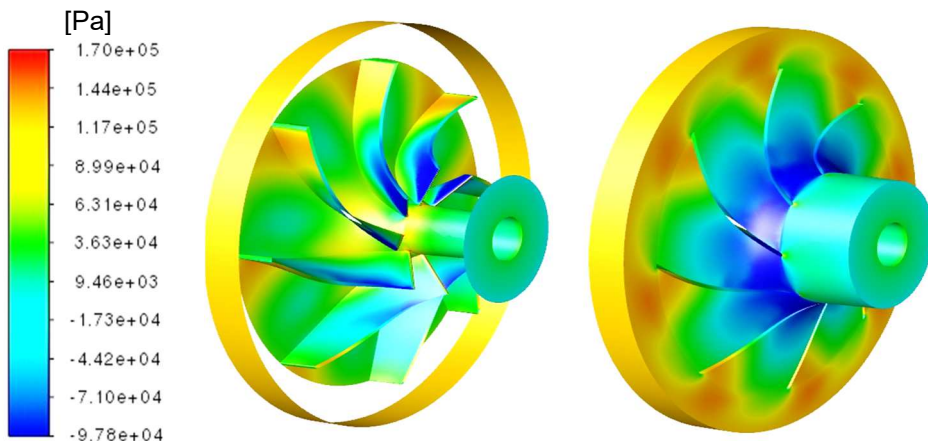
Rys. 8.10. Rozkład ciśnienia na ściankach wirnika pompy dla pierwszego przypadku obliczeniowego

Niewielka kawitacja nie wpływa znacząco na przyrost ciśnienia, co powoduje, że wirnik działa poprawnie. W przypadku 2 (rys. 8.11) zauważyć można powiększenie strefy podciśnienia, co umożliwia rozwój kawitacji.

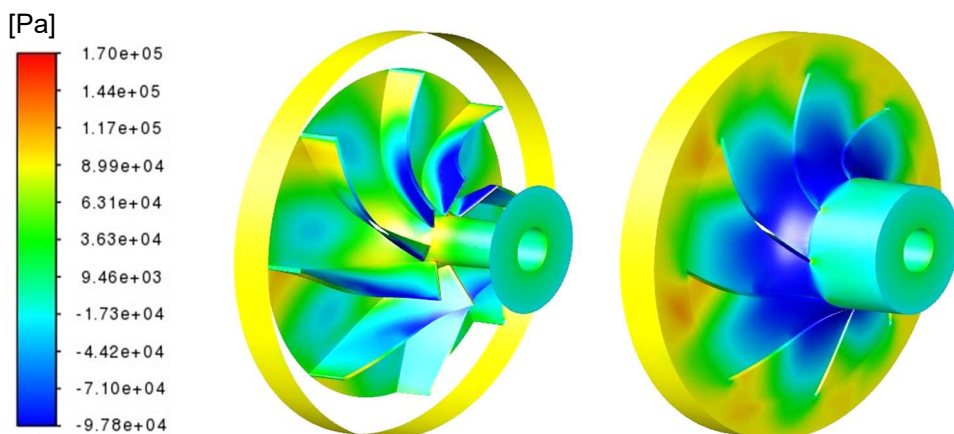


Rys. 8.11. Rozkład ciśnienia na ściankach wirnika pompy dla drugiego przypadku obliczeniowego

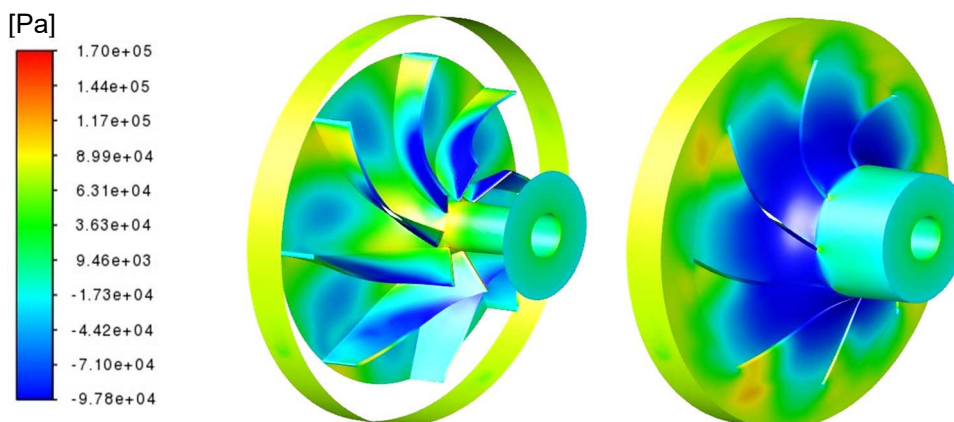
W przypadku 3 (rys. 8.12) widać dalsze rozszerzanie się strefy podciśnienia, która sięga już ścianki wirnika naprzeciwko wlotu. W przypadku 4 (rys. 8.13) wyraźnie widać strefę podciśnienia na ścianie naprzeciwko wlotu pomiędzy łopatkami. Wirnik pracuje w warunkach mocno rozwiniętej kawitacji, czemu towarzyszy jedynie niewielki przyrost ciśnienia między wlotem a wylotem. W przypadku 5 (rys. 8.14) przyrost ciśnienia jest nieznaczny, a strefa podciśnienia zajmuje większość objętości wirnika. W tym przypadku kawitacja powoduje, że wirnik nie spełnia już swojego zadania.



Rys. 8.12. Rozkład ciśnienia na ściankach wirnika pompy dla trzeciego przypadku obliczeniowego



Rys. 8.13. Rozkład ciśnienia na ściankach wirnika pompy dla czwartego przypadku obliczeniowego



Rys. 8.14. Rozkład ciśnienia na ściankach wirnika pompy dla piątego przypadku obliczeniowego

Podsumowanie

Nawet niewielkie zmiany warunków pracy pompy mogą mieć znaczny wpływ na jej parametry. Zmniejszenie ciśnienia na wylocie i, co za tym idzie, niewielki wzrost intensywności przepływu sprawiły, że przy stałym ciśnieniu zasilania wirnik zaczął pracować zupełnie inaczej. Pojawienie się kawitacji wpłynęło na znacznie mniejszy przyrost ciśnienia. Dodatkowo duże rozmiary obłoku kawitacyjnego stwarzają dogodne warunki do powstania dużych pęcherzyków kawitacyjnych, które, implodując, szybko doprowadzają do zniszczenia wirnika.

Wyniki symulacji są jednoznaczne. Jak wykazano na podstawie uzyskanych rezultatów obliczeń, istnieje korelacja pomiędzy rozwojem kawitacji a spadkiem

ciśnienia na wylocie wirnika. Otrzymane wyniki są spójne, zgodne z przewidywaniami i zbliżone do wyników uzyskanych przez innych badaczy (Coutier-Delgosha i in. 2003; Luo i in. 2013; Lu i in. 2016). Uzyskane ciśnienia nie przekroczyły wartości obserwowanych w tego typu pompach w rzeczywistości. Ponadto, w toku przeprowadzonych badań udało się uchwycić rozwój zjawiska od niewielkiej kawitacji na krawędziach łopat po zajęcie przez obłok kawitacyjny niemal połowy długości łopaty. W każdym kolejnym analizowanym przypadku wykazano rozrost strefy kawitacji przy jednoczesnym zmniejszeniu ciśnienia na wylocie wirnika. Kształt strefy zajętej przez fazę gazową odpowiada przewidywaniom teoretycznym i jest zgodny z rozkładem ciśnienia w każdym z przypadków.

Literatura

- Bachus L., Custodio A. (2003), *Know and Understand Centrifugal Pumps*, Elsevier.
- Coutier-Delgosha O., Fortes-Patella R., Reboud J.L., Hofmann M., Stoffel B. (2003), *Experimental and numerical studies in a centrifugal pump with two-dimensional curved blades in cavitating condition*, Journal of Fluids Engineering, 125(6), s. 970-978.
- Głowacka M. (red.) (1996), *Metaloznawstwo*, Politechnika Gdańska, Gdańsk.
- Lu J., Yuan S., Luo Y., Yuan J., Zhou B., Sun H. (2016), *Numerical and experimental investigation on the development of cavitation in a centrifugal pump*, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering, 230, 3.
- Luo X., Wei W., Ji B., Pan Z., Zhou W., Xu H. (2013), *Comparison of cavitation prediction for a centrifugal pump with or without volute casing*, Journal of Mechanical Science and Technology, 27, s. 1643-1648.
- Shah S.R., Jain S.V., Patel R.N., Lakhera V.J. (2013), *CFD for Centrifugal Pumps: A Review of the State-of-the-Art*, Elsevier.
- Stępniewski M. (1985), *Pompy*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa.
- Szkodo M. (2008), *Erozja kawitacyjna materiałów konstrukcyjnych metalowych*, Politechnika Gdańska, Gdańsk.
- Wójs K. (2004), *Kawitacja w cieczach o różnych właściwościach reologicznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.

Rozdział III

MAGAZYNOWANIE ENERGII ORAZ JEGO EFEKTYWNOŚĆ

9. MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SYSTEMIE OFF-GRID

Łukasz Trzcński, Michał Turski

Politechnika Częstochowska, Wydział Infrastruktury i Środowiska

Streszczenie: Zaproponowano alternatywne rozwiązanie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną budynku mieszkalnego jednorodzinnego. Rozwiązanie to polegało na zastosowaniu systemu off-grid, wyposażonego w magazyn energii elektrycznej. Obiektem analizy był budynek mieszkalny o powierzchni użytkowej 160,3 m². Budynek był użytkowany przez czteroosobową rodzinę. Do celów centralnego ogrzewania wykorzystywany był kocioł gazowy kondensacyjny, który służył również do podgrzewu ciepłej wody użytkowej. Średniodobowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 7,7 kWh/24 h. Produkcja energii elektrycznej realizowana była za pośrednictwem 44 monokrystalicznych ogniw fotowoltaicznych o łącznej powierzchni 81,4 m². Pojemność systemu magazynowania energii elektrycznej wyniosła 74,3 kWh. Do magazynowania energii elektrycznej zostały wykorzystane akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe (LiFePO₄). Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, że system magazynowania energii elektrycznej jest w stanie pokryć zapotrzebowanie energii elektrycznej obiektu przez 9 dni i 20 godzin w warunkach najbardziej niekorzystnych. Warunki te rozumiane są jako sytuacja ograniczonej produkcji energii elektrycznej przez ogniwa fotowoltaiczne przy pochmurnej pogodzie i w okresie zimowym.

Słowa kluczowe: magazynowanie energii, off-grid, magazynowanie długoterminowe, ogniwa fotowoltaiczne

Wprowadzenie

Jednym z założeń koncepcji tzw. miast przyszłości (Toli, Murtagh 2020) jest możliwie duże wykorzystanie odnawialnych źródeł energii zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju. Jedną z najbardziej obiecujących form energii jest ta pochodząca z promieniowania słonecznego, będąca jednocześnie energią odnawialną oraz zeroemisyjną (Guangul, Chala 2019). Wdrażanie takiej koncepcji w Polsce wpłynie pozytywnie na rozwój energetyki (eko.wprost.pl, 2020), jak również poprawi bezpieczeństwo energetyczne kraju. Niestety specyfika wykorzystania odnawialnych źródeł energii cechuje się zmienną dostępnością zależną od pory dnia, pory

roku oraz warunków pogodowych (Głuchy i in. 2013). Jednym z proponowanych w literaturze rozwiązań umożliwiających stabilne wykorzystanie energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych jest szerokie zastosowanie systemów magazynowania energii (Mataczyńska 2018).

9.1. Typowe rozwiązania

W Polsce dynamika rozwoju fotowoltaiki (PV), podsumowując 2021 rok, może zostać określona wielkością przyrostu 3709 MW mocy elektrycznej, co oznacza wzrost o 93,6% względem grudnia 2020 roku (Agencja Rynku Energii S.A., 2021). Powszechnie wiadomo, że wykorzystanie instalacji PV zmniejsza zapotrzebowanie na energię pierwotną budynku oraz ogranicza negatywny wpływ na środowisko. Dla systemu elektroenergetycznego jest to głównie zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w procesie produkcji energii elektrycznej. Obecnie realizowane jest to m.in. poprzez umowę między prosumentem a zakładem energetycznym o możliwości sprzedaży nadwyżek wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci (Biernaciak 2021). Można przyjąć zatem, że obecna forma magazynowania energii elektrycznej on-grid realizowana jest jako wirtualny magazyn energii elektrycznej, z której po wprowadzeniu wyprodukowanej energii możliwe jest odzyskanie ok. 70% energii (Błoński 2021). Jednak w takim przypadku nie uwzględnia się sprawności wytwarzania i dostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy końcowego, która dla systemu elektroenergetycznego wynosi 39,5% dla wytwarzania energii (Agencja Rynku Energii S.A., 2020) oraz 92,7% dla przesyłania energii (Rudźko 2012).

Kolejnym problemem charakterystycznym dla systemów on-grid jest ograniczona liczba instalacji PV, które mogą zostać zainstalowane w bliskim sąsiedztwie. Kiedy instalacji fotowoltaicznych jest zbyt wiele, to w momencie nadwyżki produkcji energii elektrycznej i tym samym przekazywania części energii do sieci będzie to skutkowało wzrostem napięcia w sieci elektroenergetycznej w obrębie miejsc włączenia instalacji fotowoltaicznych. Proces ten będzie miał miejsce aż do granicznych 253 volt, przy których to następuje awaryjne wyłączenie falownika i przerwanie procesu produkcji energii elektrycznej, co jest równoznaczne ze stratami (Chmielowiec i in. 2021).

Obecnie decydującym kryterium zasadności stosowania instalacji PV z punktu widzenia prosumenta jest aspekt ekonomiczny. Jednakże wraz z dniem 1 kwietnia 2022 roku weszła w życie nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2021, poz. 2376, 2021), która przekształca system korzyści dla nowych prosumentów na tzw. „net-billing”, czyli system sprzedaży nadwyżek wyprodukowanej energii. Niestety, według analizy (Rączka 2021), nowelizacja ta sprawia, iż nowo powstałe systemy fotowoltaiczne cechują się prawie dwukrotnie dłuższymi czasami zwrotu poniesionych nakładów. Sytuacja ta może w najbliższej przyszłości sprawić, iż tempo rozwoju branży fotowoltaicznej ulegnie spowolnieniu (Biernaciak 2022).

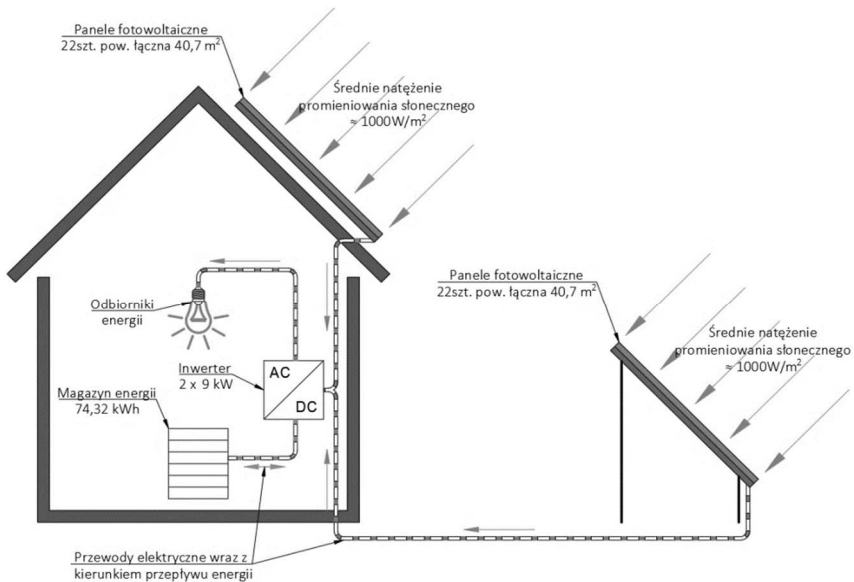
W obliczu zachodzących zmian formalnoprawnych i wzrostowemu trendowi cen za energię elektryczną system magazynowania energii elektrycznej off-grid może stać się opłacalny. Jednak w Polsce problem magazynowania energii elektrycznej w systemach off-grid nie jest zagadnieniem dobrze znanym, a biorąc pod uwagę koncepcje miast przyszłości – ‘smart city’, ‘energy intelligent’, ‘smart grid’ – wydaje się elementem szczególnie interesującym (Stawasz i in. 2012).

Ponadto w Polsce udział wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych nadal jest wysoki, określany na ok. 73,6% (Macuk i in. 2020). Dlatego zastosowanie instalacji PV w systemie off-grid wraz z magazynowaniem energii elektrycznej może korzystnie wpłynąć na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń. W odróżnieniu od elektrowni węglowych instalacje PV produkują energię elektryczną bez emisji zanieczyszczeń, a jedyna emisja, która towarzyszy panelom fotowoltaicznym, to ta wydzielana przy ich produkcji oraz recyklingu, jednakże w skali niewspółmiernie mniejszej (Mościcka 2020) w porównaniu do produkcji energii przy spalaniu paliw kopalnych. Należy zwrócić uwagę, że analiza całego cyklu życia nie odgrywa tu większej roli, ponieważ ogniwa PV są stosowane zarówno w przypadku on-grid, jak i off-grid.

9.2. Koncepcja systemu off-grid z magazynowaniem energii

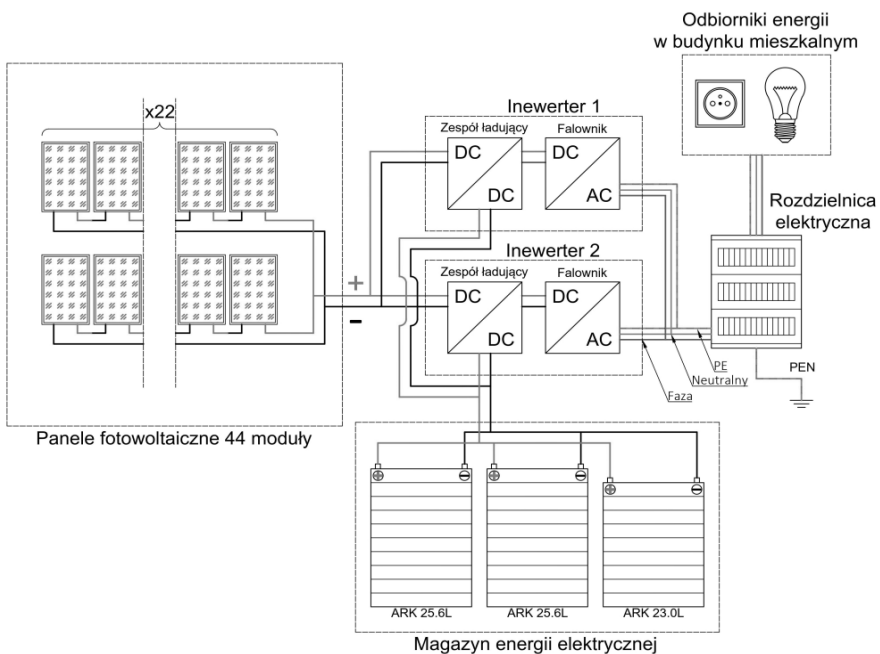
Na podstawie przeglądu literatury została zaproponowana koncepcja systemu off-grid z magazynowaniem energii na potrzeby budynku jednorodzinnego. Ogólne założenia obejmowały działanie systemu w sposób autonomiczny, rozumiane jako wytwarzanie oraz magazynowanie energii elektrycznej na pokrycie potrzeb obiektu budowlanego. Ponieważ budynek nie posiada podłączenia do sieci elektroenergetycznej, instalacja PV jest jedynym źródłem energii elektrycznej, a magazyn energii elektrycznej służy do pokrycia zapotrzebowania w przypadku niedoborów promieniowania słonecznego. Ideą magazynowania energii w systemie off-grid było pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną budynku przez co najmniej 8 dni. Taki okres magazynowania określany jest jako długo- lub średnioterminowy (Cárdenas i in. 2021). Ideą takiego rozwiązania jest stabilizacja pracy instalacji PV, co tym samym przyczyni się do wydłużenia czasu eksploatacji akumulatorów, gdyż ich stan naładowania często będzie oscylował w górnych granicach (Grendysa 2020). Ponadto zakłada się wykorzystanie tego rozwiązania w okresie zimowym, dlatego też powierzchnię ogniwa PV należy zaprojektować, odnosząc się do najbardziej niekorzystnych warunków.

Koncepcja systemu off-grid z magazynowaniem energii elektrycznej została zaprezentowana na rysunku 9.1, natomiast koncepcyjny schemat elektryczny na rysunku 9.2.



Rys. 9.1. Koncepcja systemu off-grid z magazynowaniem energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne



Rys. 9.2. Schemat koncepcyjny układu elektrycznego systemu off-grid

Źródło: opracowanie własne

Obiekt analizy stanowił budynek mieszkalny, jednorodzinny, o powierzchni użytkowej 160,3 m². Budynek był standardowo użytkowany przez czteroosobową rodzinę. Posiadał on parter, poddasze użytkowe oraz dwuspadowy dach o kącie nachylenia 40°. Wskazane jest, żeby powierzchnia dachu oraz jego orientacja względem stron świata były dedykowane zastosowaniu instalacji PV, redukując tym samym powierzchnię instalacji PV, założoną do zabudowy na działce. W budynku przewidziano pomieszczenie na montaż magazynu energii elektrycznej wraz z urządzeniami do zamiany rodzaju prądu. Przyjęto, że pomieszczenie zostanie wykonane tak, aby ograniczało rozprzestrzenianie się ognia, to znaczy ściany, podłoga oraz sufit powinny być wykonane z niepalnych materiałów oraz powinny być zastosowane drzwi przeciwpożarowe oraz odrębna wentylacja grawitacyjna. Na cele ogrzewcze oraz podgrzewu ciepłej wody użytkowej zastosowany został kocioł gazowy kondensacyjny o znamionowej mocy 24 kW, jednocześnie budynek ten nie posiadał urządzeń klimatyzacyjnych.

Obiekt analizy został również scharakteryzowany poprzez zużycie energii elektrycznej. W tabeli 9.1 przedstawiono dane zużycia energii elektrycznej z obiektu rzeczywistego na podstawie cykli rozliczeniowych. Zużycie energii elektrycznej wskazuje na występowanie okresów o wzmożonym poborze. W związku z tym do dalszej analizy magazynowania energii zostały przyjęte warunki zapewniające pracę systemu dostosowaną do specyfiki obiektu analizy.

Tabela 9.1. Zużycie energii elektrycznej

Cykl rozliczeniowy	Czas [dni]	Zużycie energii [kWh]	Zużycie energii [kWh/24 h]
1	64	485	7,58
2	56	335	5,98
3	58	432	7,45
4	62	528	8,52
5	57	488	8,56
6	55	420	7,64
7	62	448	7,23
8	64	584	9,13
Wartość minimalna		335	5,98
Wartość maksymalna		584	9,13
Średnia arytmetyczna		465,0	7,76

Źródło: opracowanie własne

9.3. Metodyka

Przeprowadzona analiza obejmowała pracę systemu off-grid z magazynowaniem energii w charakterystycznych okresach, istotnych z punktu widzenia poziomu naładowania magazynu energii elektrycznej, jak również dostępności energii

promieniowania słonecznego. Dlatego też przeanalizowano dwie charakterystyki pracy w warunkach najbardziej niekorzystnych (okres zimowy) pod względem natężenia promieniowania słonecznego: standardowe nasłonecznienie w grudniu, wynoszące 22,4 kWh/(m² · m-c), oraz minimalne nasłonecznienie w grudniu, wynoszące 3,4 kWh/(m² · m-c) (www.gov.pl, 2019). Ponadto przeanalizowano pracę systemu w warunkach najbardziej korzystnych w lipcu przy standardowym nasłonecznieniu wynoszącym 156,2 kWh/(m² · m-c) (www.gov.pl, 2019). Dodatkowo zaproponowano w tym okresie wykorzystanie nadwyżki produkowanej energii elektrycznej do podgrzewu ciepłej wody użytkowej oraz ładowania samochodu elektrycznego. Niezbędnymi elementami systemu off-grid wymagającymi doboru pod względem prawidłowego funkcjonowania były: magazyn energii elektrycznej oraz zasilająca go instalacja PV.

9.3.1. Magazyn energii

Do wyznaczenia pojemności długoterminowego magazynu energii elektrycznej zostały wykorzystane dane zużycia energii elektrycznej. Zgodnie z koncepcją, czas efektywnego wykorzystania magazynu energii elektrycznej został przyjęty na poziomie 8 dni. Na podstawie zużycia energii elektrycznej obiektu budowlanego wyznaczono zapotrzebowanie na energię elektryczną, uwzględniając sprawność na poziomie 97,4% (www.growatt.pl, 2022), jaką uzyskuje się podczas zamiany rodzaju prądu w inwerterze według równania (9.1). Obliczenie pojemności długoterminowego magazynu energii, którego bezwzględny czas zasilania budynku wynosi 8 dni, obliczono według równania (9.2).

$$Q_d = \frac{P_{Max}}{\eta_{inw}} \quad (9.1)$$

$$P_{ME} = Q_d \cdot 8 \text{ dni} \text{ [kWh]} \quad (9.2)$$

gdzie:

P_{Max} – maksymalne dobowe zużycie energii elektrycznej [kWh/24 h],

η_{inw} – sprawność inwertera [%],

Q_d – wydajność energetyczna systemu PV, pokrywająca dzienne zużycie energii elektrycznej wraz ze stratami na inwerterze [kWh/24 h],

P_{ME} – obliczeniowa pojemność magazynu energii [kWh].

9.3.2. Instalacja PV

Do wyznaczenia mocy ogniw PV posłużono się wzorem (3) według Sarniak (2015). W tym celu skorzystano z obliczonej wartości Q_d oraz współczynników Z . Wartości współczynników Z_1 , Z_2 oraz Z_3 zostały dobrane według tabeli 9.2, odnosząc się do okresu zimowego. W celu uśrednienia okresu zimowego przyjęto warunki obliczeniowe jako średnią z 3 miesięcy, tj. listopada, grudnia oraz stycznia,

obliczając średnią arytmetyczną współczynników Z . Średnie arytmetyczne wyniosły odpowiednio $Z_1 = 0,67$, $Z_2 = 1,58$ oraz $Z_3 = 0,99$. Wartość współczynnika uwzględniającego spadki napięcia V wyniosła $0,76$. Następnie na podstawie zależności (9.4) określono ilość ogniw fotowoltaicznych, biorąc pod uwagę, że jedno ogniwo generuje moc $0,37$ kWp (www.saronic.de, 2022). Uzyskany wynik stanowił podstawę do określenia całkowitej powierzchni ogniw PV, zgodnie z zależnością (9.5). Powierzchnia jednego modułu wyniosła $1,85$ m² (www.saronic.de, 2022).

$$P_{PV} = \frac{Q_d}{Z_1 \cdot Z_2 \cdot Z_3 \cdot V} \text{ [kWp]} \quad (9.3)$$

$$X = \frac{P_{PV}}{P_{mod.}} \text{ [szt.]} \quad (9.4)$$

$$A_{PV} = X \cdot A_{mod.} \text{ [m}^2\text{]} \quad (9.5)$$

gdzie:

Q_d – wydajność energetyczna systemu PV pokrywająca dzienne zużycie energii elektrycznej wraz ze stratami na inwerterze [kWh/24 h],

P_{PV} – moc nominalna systemu PV [kWp],

Z_1 – średnia dzienna liczba godzin słonecznych znormalizowana do standardowych warunków testowych Standard Test Conditions (STC) [h/dzień],

Z_2 – współczynnik związany z odchyleniem od płaszczyzny poziomej [–],

Z_3 – współczynnik związany z temperaturą modułu [–],

V – współczynnik uwzględniający spadki napięcia, które zależą od strat w przewodach i strat związanych z użyciem akumulatora ($V1 = 0,94$), sprawności przemian energii elektrycznej w energię chemiczną i z powrotem, które zachodzą w akumulatorach ($V2 = 0,9$), oraz strat wiążących się z wahaniami napięcia, generowanego podczas zmiennego nasłonecznienia i przy różnej temperaturze modułu ($V3 = 0,9$),

$P_{mod.}$ – moc pojedynczego ogniwa fotowoltaicznego [kWp],

$A_{mod.}$ – powierzchnia pojedynczego ogniwa fotowoltaicznego [m²],

X – liczba ogniw fotowoltaicznych [szt.].

Tabela 9.2. Uśrednione wartości liczbowe współczynników Z_1 , Z_2 , Z_3 w poszczególnych miesiącach na terenie Polski

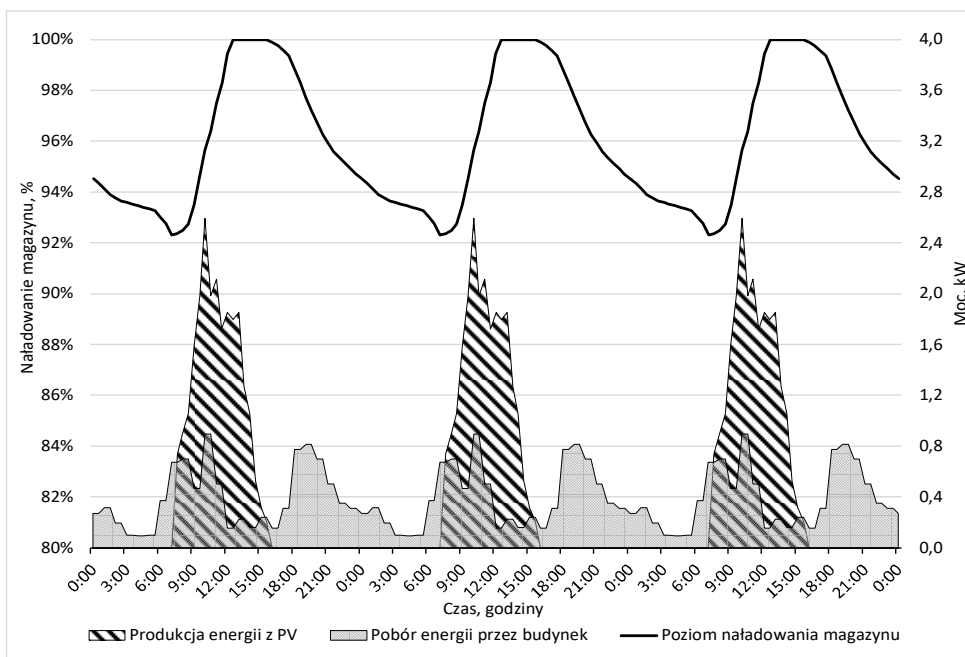
Współczynniki		Miesiąc											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Z_1		0,65	1,21	2,26	3,43	4,45	4,87	4,58	4	2,93	1,68	0,87	0,48
Z_2	S	1,57	1,5	1,19	1,05	0,94	0,9	0,91	1	1,18	1,37	1,61	1,55
(45°)	SW/SE	1,48	1,42	1,16	0,95	0,95	0,91	0,92	1	1,16	1,31	1,51	1,46
Z_3		1	1	0,98	0,96	0,93	0,9	0,88	0,88	0,9	0,94	0,97	0,99

Źródło: na podstawie (Sarniak 2015)

9.4. Analiza wyników

Na rysunkach 9.3 oraz 9.4 przedstawiono dwie charakterystyki pracy układu, w warunkach zimowych, ze standardową oraz minimalną ilością energii promieniowania słonecznego.

Na rysunku 9.3 (warunki standardowe w grudniu) czarną linią zaznaczono stan naładowania magazynu, który utrzymuje się w górnym zakresie naładowania – od 92,5 do 100%, pracując w cyklach dobowych, czyli od godziny 7:00 rano, gdy ogniwa PV zaczynają proces ładowania magazynu energii, do momentu naładowania w 100% potrzeba 6 godzin. Pełne naładowanie magazynu energii następuje w okolicach godziny 13:00. Od godziny 16:00, o której następuje zachód słońca, dochodzi do całkowitej przerwy w produkcji energii przez ogniwa PV. W okresie tym dobowa produkcja energii z systemu PV wyniosła 11,8 kWh/24 h, natomiast dobowe zużycie energii przez budynek 9,4 kWh/24 h. Oznacza to, że energia produkowana przez system PV przekracza zapotrzebowanie budynku. Wyniki te potwierdzają, że produkcja energii elektrycznej w pełni pokrywa zapotrzebowanie w grudniu w warunkach standardowych.

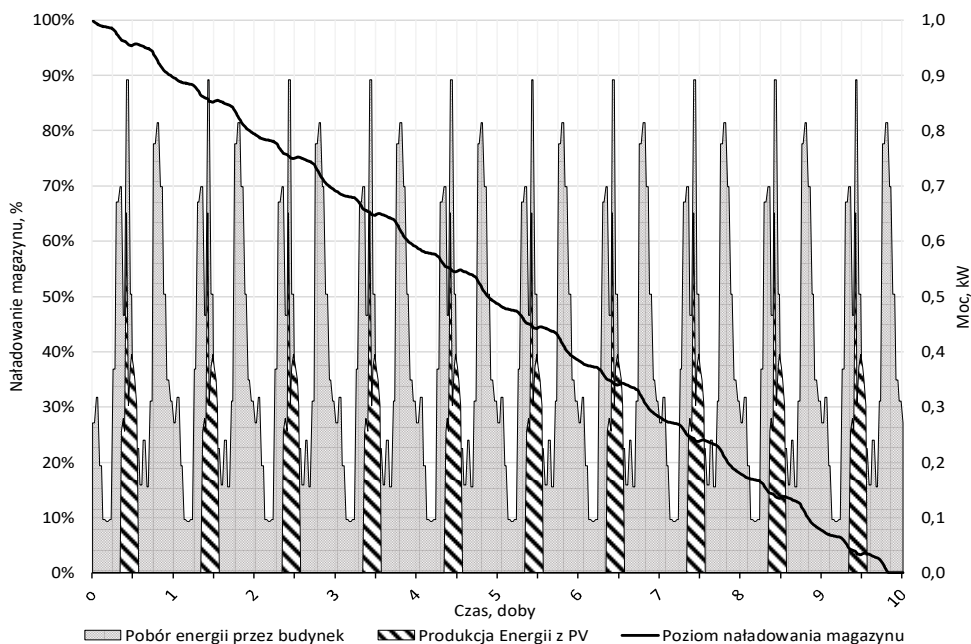


Rys. 9.3. Grudzień – standardowe nasłonecznienie

Źródło: opracowanie własne

Z kolei w warunkach utrzymującego się zachmurzenia, jak przedstawiono na rysunku 9.4, widoczny jest spadek naładowania magazynu w czasie, oznacza to, że

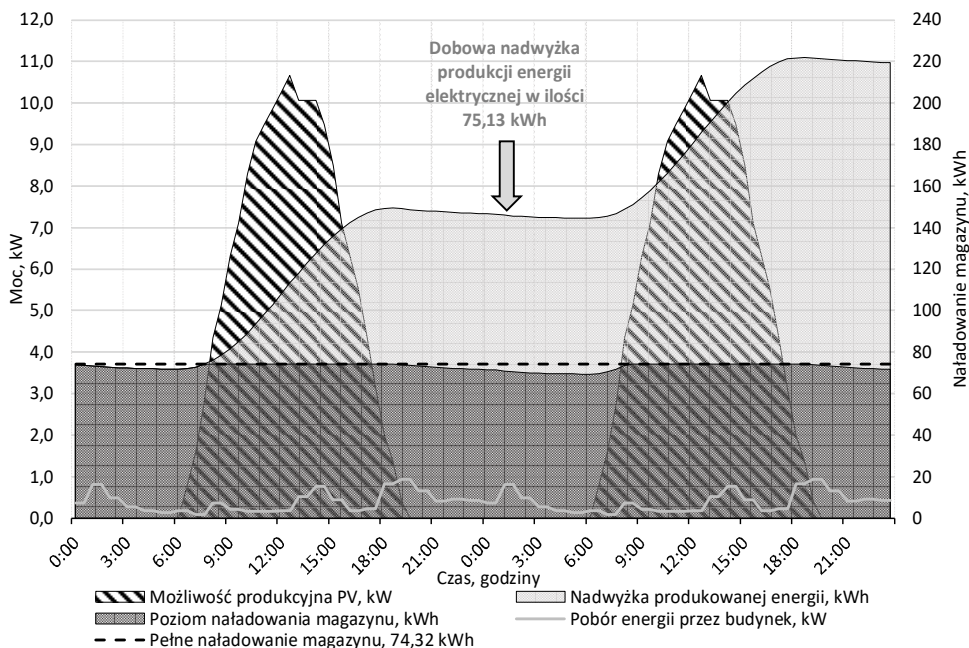
system PV nie produkuje wystarczającej ilości energii do pokrycia potrzeb budynku. Zaznaczony deseniem poziom produkcji energii elektrycznej z systemu PV nie przekracza poziomu zapotrzebowania przez budynek, deficyt dobowy energii wynosi 1,8 kWh. Wynikiem tego jest stopniowe rozładowywanie magazynu, w rezultacie co każdą dobę poziom naładowania magazynu obniża się o wartość 7,6 kWh (10,2%). Mimo że poziom naładowania magazynu maleje, instalacja PV nawet w niekorzystnych warunkach jest w stanie produkować energię, która wydłuża okres zasilania budynku z projektowanych 8 dni do 9 dni i 20 godzin.



Rys. 9.4. Grudzień – minimalne nasłonecznienie

Źródło: opracowanie własne

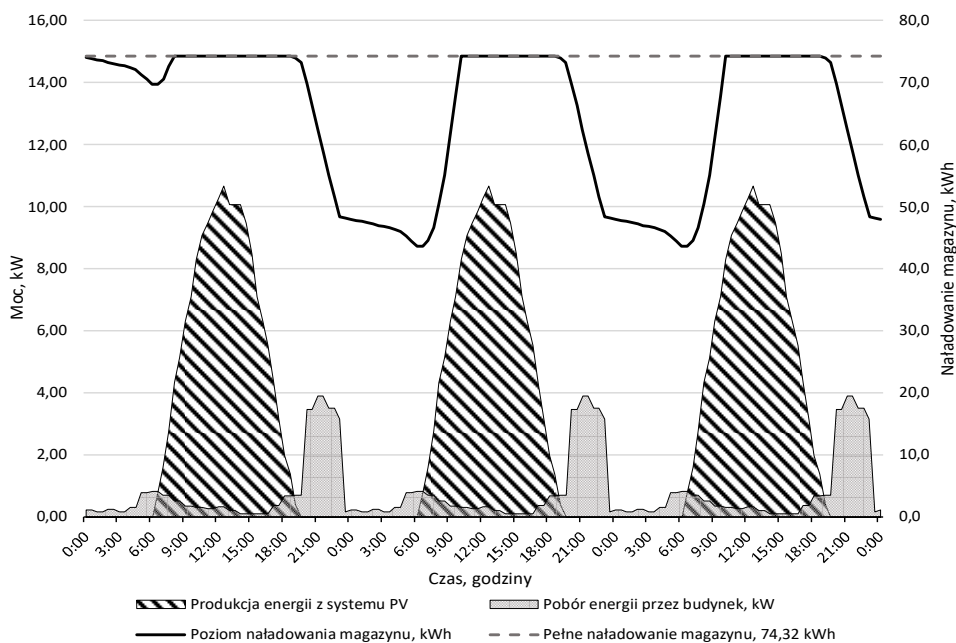
Zaproponowany układ został również poddany analizie działania w warunkach najbardziej korzystnych, tj. w lipcu. Jak zostało to zaprezentowane na rysunku 9.5, duża część energii, która nadal może być produkowana przez układ PV, nie zostaje wykorzystana przez mieszkańców budynku. Magazyn energii również zostaje na bieżąco doładowywany, utrzymując wysoki poziom naładowania w zakresie 93,3-100%. Dobowa nadwyżka energii elektrycznej w lipcu wynosi 75,1 kWh/24 h. Jeżeli ta nadwyżka nie zostanie wykorzystana, stanowi stratę. Takie gospodarowanie produkowaną energią jest nieefektywne, dlatego należy wykorzystać jej potencjał. W celu wykorzystania nadwyżki energii konieczne jest stworzenie dodatkowego obciążenia całego systemu tak, by magazyn energii był w stanie przyjąć produkowaną energię.



Rys. 9.5. Lipiec – dobowa nadwyżka produkcji energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne

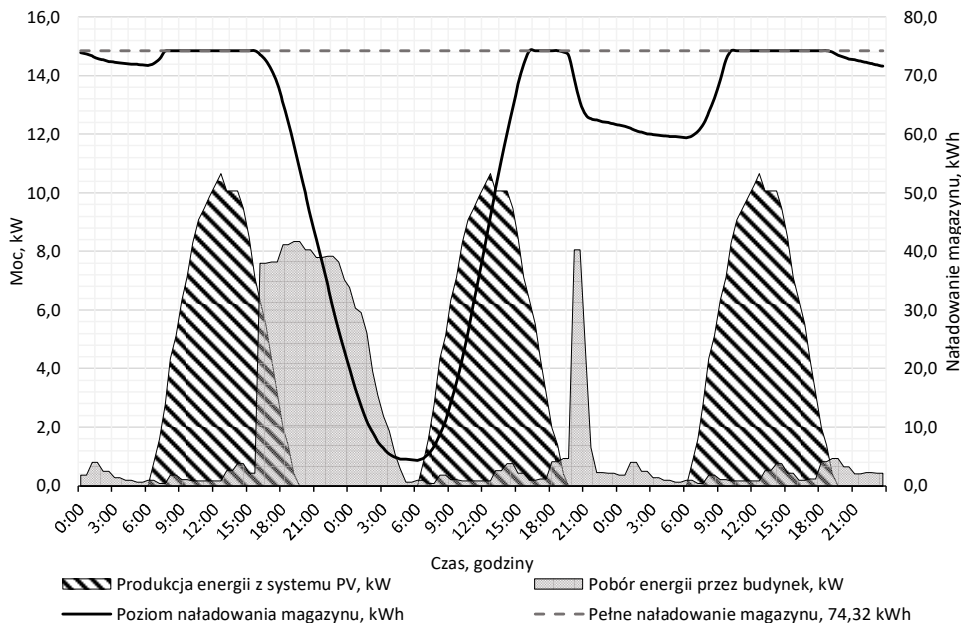
Jednym z proponowanych rozwiązań wykorzystania nadwyżki energii w okresie letnim było zastosowanie obciążenia w postaci grzałki elektrycznej do podgrzewu ciepłej wody użytkowej (c.w.u). Budynek zamieszkuje czteroosobowa rodzina i w związku z tym zastosowana pojemność zasobnika c.w.u. wynosiła 200 litrów. Podgrzanie wody ze średniej temperatury wody wodociągowej 9°C do użytkowej temperatury 55°C zajmuje 3 godziny 34 minuty przy zastosowaniu grzałki o mocy 3000 W. Na rysunku 9.6 wskazano poziom naładowania magazynu energii, ilość energii produkowanej z systemu PV oraz pobór energii przez budynek wraz z charakterystycznymi okresami podwyższonego zużycia, które odpowiadają pracy grzałki elektrycznej. Początek podgrzewania wody został zaplanowany na godzinę 20:00 i trwał aż do godziny 23:34. Przez ten okres zużyto 10,7 kWh energii, dzięki czemu minimalne naładowanie magazynu energii spadło do 43,6 kWh (58,8% naładowania). W dniu następnym, gdy system PV zaczął produkować energię, magazyn energii został powrotem doładowany do 100% pojemności, dzięki czemu praca całego systemu wraz z obciążeniem w postaci grzałki elektrycznej staje się cykliczna. Propozycja takiego rozwiązania wskazuje na konieczność zastosowania niestandardowej mocy grzałki elektrycznej oraz sugeruje wydłużenie czasu rozładowywania magazynu energii elektrycznej na rzecz zasobnika c.w.u. Ocenia się, że w rozwiązaniu systemu off-grid współpracującego z zasobnikiem c.w.u. wskazana jest optymalizacja pojemności zasobnika c.w.u.



Rys. 9.6. Lipiec – ogrzewanie c.w.u. nadwyżką energii elektrycznej z magazynu

Źródło: opracowanie własne

Kolejnym rozwiązaniem wykorzystania nadwyżki energii w okresie letnim było ładowanie samochodu elektrycznego. Do tego celu posłużono się samochodem marki tesla model 3 LR z akumulatorem o pojemności 75 kWh (napradzie.pl, 2021) oraz ładowarką o mocy 7,4 kW (www.milivolt.pl, 2022). Do efektywnego zagospodarowania energii zakumulowanej w magazynie off-grid proces ładowania samochodu prowadzony był w nocy. Na rysunku 9.7 zaprezentowano przebieg ładowania samochodu, którego akumulator rozładowany jest zupełnie. Ładowanie samochodu zaplanowano o godzinie 16:00, a do pełnego stanu naładowania samochodu upłynęło 13 godzin. Przez ten okres poziom naładowania magazynu off-grid spadł do 4,4 kWh (5,9% pełnego naładowania). W dniu następnym samochód również został poddany ładowaniu, tym razem jego rozładowanie było tylko częściowe. Zakładając, że średnia dzienna odległość pokonywana samochodem wynosi 50 km, przykładowy samochód posiada zużycie energii na poziomie 19,7 kWh/100 km (napradzie.pl, 2021). Oznacza to, że średnie dobowe zapotrzebowanie samochodu na energię wynosi 9,9 kWh. W tym przypadku ładowanie samochodu elektrycznego skróci się do jedynie 2 godzin, sprawiając, że przed następnym cyklem produkcji przez system PV magazyn osiągnie poziom naładowania wynoszący 59,4 kWh (80,0% pełnego naładowania). Dlatego też w koncepcji systemu off-grid zasadne jest rozważenie posiadania aut elektrycznych oraz dostosowanie czasu ich ładowania oraz sposobu użytkowania do optymalizacji pracy magazynu energii elektrycznej.

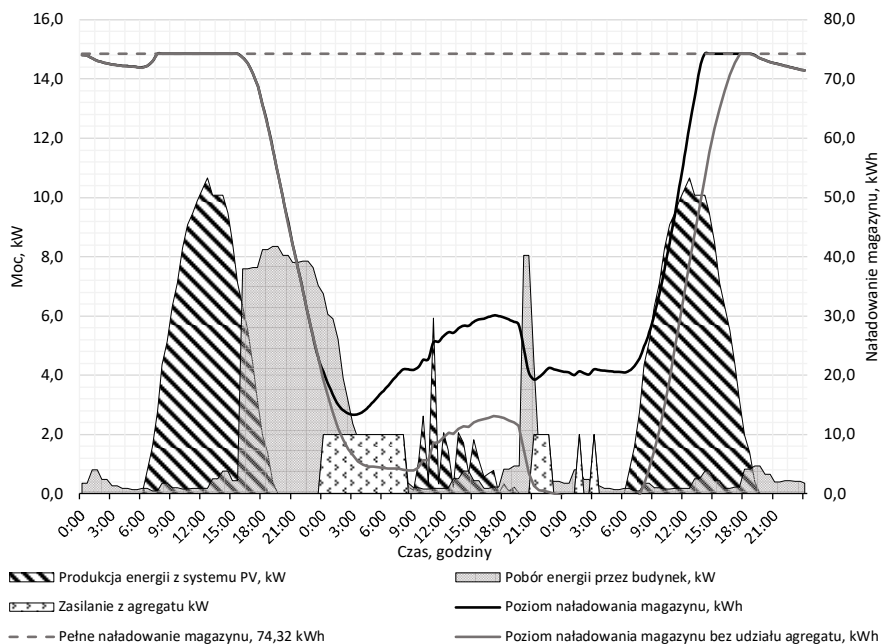


Rys. 9.7. Lipiec – standardowe nasłonecznienie, ładowanie samochodu elektrycznego

Źródło: opracowanie własne

Uzupełnieniem sytuacji, w której dodatkowym odbiornikiem jest samochód elektryczny, jest przypadek przedstawiony na rysunku 9.8, w którym po całkowitym naładowaniu samochodu nastąpi dzień o ograniczonej ilości promieniowania, spowodowanej warunkami atmosferycznymi. W tej sytuacji skupiono się na tym, by ograniczyć spadek naładowania magazynu poniżej poziomu 20%, co niekorzystnie wpływa na żywotność magazynu (batteryuniversity.com, 2021). Awaryjnym źródłem zasilania był spalinowy agregat prądowórczy, który uruchamia się przy poziomie 20% naładowania magazynu lub niższym. Ładowanie samochodu zostało rozpoczęte również o godzinie 16:00 jeszcze w czasie produkcji energii przez system PV. O godzinie 0:00 poziom naładowania magazynu obniżył się do poziomu 20% naładowania, co skutkowało uruchomieniem spalinowego agregatu prądowórczego o mocy 2 kW, który pracował aż do godziny 8:30, czyli łącznie przez 8,5 godziny. Następnie agregat ten załączył się o godzinie 21:00 oraz na półgodzinne okresy o godzinach 01:30 oraz 3:00 dnia kolejnego. Agregat pracował łącznie przez 11,5 godziny, generując tym samym 23 kWh dodatkowej energii. Biorąc pod uwagę fakt, że zużycie paliwa przez agregat wynosi 0,7 l/h, to do wykonania tej pracy zużyto 8,05 litrów paliwa. Dodatkowo szarą linią zaznaczono zachowanie naładowania magazynu bez pomocy agregatu prądowórczego. Jak można zauważyć, naładowanie magazynu po naładowaniu samochodu w pierwszym dniu osiągnęło

poziom 5,3%, natomiast w następnym dniu magazyn ten został wyczerpany zupełnie, aż do kolejnego cyklu produkcji energii przez system PV.



Rys. 9.8. Lipiec – ładowanie samochodu elektrycznego podczas dnia pochmurnego

Źródło: opracowanie własne

W tabeli 9.3 przedstawiono wyniki obliczeń systemu off-grid z magazynowaniem energii. Wydajność energetyczna systemu PV wraz ze stratami na inwerterze wyniosła 9,4 kWh. Obliczona pojemność magazynu energii była równa 75 kWh. Maksymalne dobowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 9,1 kWh. Obliczona powierzchnia PV równa była 80,9 m². Przedstawiono powierzchnię pojedynczego modułu fotowoltaicznego, która według producenta wynosiła 1,85 m². Ukazano wartość dobranych modułów fotowoltaicznych w ilości 44 sztuki, których łączna powierzchnia to 81,4 m².

W tabeli 9.4 przedstawiono dobrane moduły magazynu energii. Zostały dobrane dwa rodzaje modułów firmy Growatt (www.growatt.pl, 2022) ARK 25.6L o pojemności 25,6 kWh w ilości dwóch sztuk oraz jedna sztuka ARK 23.0L o pojemności 23,0 kWh. Łączna pojemność magazynu wyniosła 74,3 kWh.

W tabeli 9.5 przedstawiono rodzaj dobrego inwertera służącego do zamiany rodzaju prądu oraz zarządzania całym system zasilania budynku w energię elektryczną. W tym przypadku zastosowano model SPH 6000TL3 BH-UP o sprawności 97,4% (www.growatt.pl). Ze względu na moc 16,3 kWp zaprojektowanego układu

zastosowano dwie sztuki inwerterów działające w układzie równoległym o łącznej mocy 18 kW, dzięki czemu możliwe jest przekazanie pełnej mocy instalacji PV.

Tabela 9.3. Wyniki obliczeń

Opis	Symbol	Wartość	Jednostka
Wydajność energetyczna systemu PV wraz ze stratami	Q_d	9,37	kWh/24 h
Obliczeniowa pojemność magazynu energii	P_{ME}	74,95	kWh
Maksymalne dobowe zużycie energii elektrycznej	P_{Max}	9,13	kWh/24 h
Obliczeniowa powierzchnia PV	A_{PV}	80,91	m ²
Powierzchnia pojedynczego modułu PV	A_{mod}	1,85	m ²
Ilość sztuk modułów Saronic 370 W	X	44	szt.
Powierzchnia dobranych paneli fotowoltaicznych	A_{PV}	81,40	m ²
Moc zaprojektowanego układu	–	16,28	kWp

Źródło: na podstawie (www.saronic.de, 2022)

Tabela 9.4. Magazyn energii elektrycznej

Nazwa modułu	Ilość sztuk	Pojemność [kWh]	Łączna pojemność
ARK 25.6L	2	25,64	51,28
ARK 23.0L	1	23,04	23,04
Suma			74,32

Źródło: na podstawie (www.growatt.pl, System bateryjny ARK LV, 2022)

Tabela 9.5. Inwerter

Nazwa modułu	Ilość sztuk	Moc [W]	Sprawność
SPH 6000TL3 BH-UP	2	9000	97,4

Źródło: na podstawie (www.growatt.pl, Karta katalogowa inwertera SPPH 4000~10000TL3 BH-UP, 2022)

Wnioski

Dokonana analiza koncepcji zmniejszenia emisji zanieczyszczeń poprzez zastosowanie systemu off-grid z magazynowaniem energii dla budynku mieszkalnego jednorodzinne o powierzchni użytkowej 160,3 m² prowadzi do następujących wniosków:

- przyjęta koncepcja pozwala na pracę systemu off-grid przez co najmniej 8 dni, pokrywając zapotrzebowanie na energię elektryczną budynku,
- do prawidłowego funkcjonowania systemu off-grid przez 8 dni konieczne było zastosowanie magazynu energii elektrycznej o pojemności 74,3 kWh,

- w prezentowanym rozwiązaniu wykorzystano monokrystaliczne ogniwa fotowoltaiczne o powierzchni 81,4 m² oraz akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe (LiFePO₄) o łącznej pojemności 74,3 kWh,
- według przyjętych profili działania systemu niepełne pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną może nastąpić jedynie w okresie późnojesiennym, zimowym oraz wczesnowiosennym, w warunkach pełnego zachmurzenia utrzymującego się co najmniej 10 dni,
- jak wynika z zaprezentowanej analizy, system PV wraz z magazynowaniem energii w lipcu przy standardowych warunkach nasłonecznienia jest w stanie pokryć zapotrzebowanie budynku na energię elektryczną oraz wytworzyć nadwyżkę produkcji energii elektrycznej w ilości 75,1 kWh,
- wykorzystanie nadwyżki energii elektrycznej w lipcu do podgrzewu c.w.u. pozwoliło na pokrycie potrzeb cieplnych 200-litrowego zasobnika i utrzymanie temperatury wody na poziomie 55°C, zużywając 10,7 kWh energii elektrycznej przy jednoczesnym stałym poziomie naładowania magazynu,
- podobnie wykorzystanie nadwyżki energii elektrycznej w lipcu do ładowania samochodu elektrycznego stanowi interesujące rozwiązanie w dociążeniu magazynu systemu off-grid; dociążenie to może rozładować magazyn energii elektrycznej do 5,9% w przypadku pełnego ładowania tesli 3 LR oraz może rozładować magazyn do 80% w przypadku ładowań cyklicznych, dziennych jednego samochodu,
- jako zabezpieczenie systemu off-grid zaproponowano agregat prądowórczy o mocy 2 kW, którego wykorzystanie jest okazyjne i zależy od skumulowanych, niekorzystnych epizodów pogodowych, których występowanie jest mało prawdopodobne.

Na podstawie sformułowanych wniosków można stwierdzić, że możliwe jest zasilenie budynku mieszkalnego jednorodzinne o powierzchni użytkowej 160,3 m² poza siecią, jednakże należy poświęcić więcej uwagi zasadności ekonomicznej takiego rozwiązania. Należy zauważyć, że zasadność ekonomiczna jest pojęciem względnym, istotnie zależnym od obecnie obowiązujących cen nośników energii oraz materiałów konstrukcyjnych systemu. Dostosowanie funkcjonalności budynku oraz użytkowników do systemu off-grid z magazynowaniem energii może prowadzić do znacznych oszczędności, spełniając częściowo ideę miast przyszłości.

Podziękowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- Agencja Rynku Energii S.A., (2020), *Statystyka elektroenergetyki polskiej*, s. 22.
- Agencja Rynku Energii S.A., (2021), *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Biuletyn miesięczny, nr 12 (336), grudzień 2021, s. 15.
- Biernaciak E. (2021), *Fotowoltaika 2021 – co się działo na rynku?*, <https://enerad.pl/aktualnosci/fotowoltaika-2021/> (data dostępu: 4.04.2022).
- Biernaciak E. (2022), *Fotowoltaika 2022 – zmiana przepisów. Co warto wiedzieć?*, <https://enerad.pl/aktualnosci/fotowoltaika-2022/> (data dostępu: 4.04.2022).
- Błoński R. (2021), *Optymalna dotacja i wielkość magazynu energii dla prosumenta według instalatorów*, <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/106947/optimalna-dotacja-i-wielkosc-magazynu-energii-dla-prosumenta-wedlug-instalatorow-01> (data dostępu: 4.04.2022).
- Cárdenas B., Swinfen-Styles L., Rouse J., Garvey S.D. (2021), *Short-, Medium-, and Long-Duration Energy Storage in a 100% Renewable Electricity Grid: A UK Case Study*, Department of Mechanical, Materials and Manufacturing Engineering, University of Nottingham, Nottingham.
- Chmielowiec K., Topolski Ł., Piszczek A., Hanzelka Z. (2021), *Charakterystyki inwerterów fotowoltaicznych w świetle zapisów kodeksu sieciowego oraz wymagań polskich operatorów systemów dystrybucyjnych*, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Kraków, s. 1.
- eko.wprost.pl, (2020), *Odnawialne źródła energii coraz bardziej popularne w polskich miastach*, <https://eko.wprost.pl/energia/oze/10397640/odnawialne-zrodla-energii-coraz-bardziej-popularne-w-polskich-miastach.html> (data dostępu: 3.06.2022).
- Głuchy D., Kurz D., Trzmiel G. (2013), *Wpływ wiatru i śniegu na instalacje fotowoltaiczne w Polsce*, Poznan University of Technology. Academic Journal. Electrical Engineering 2013, 74, s. 1.
- Grendysa P. (2020), *Co decyduje o żywotności baterii litowo-jonowych?* <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/103989/co-decyduje-o-zywotnosci-baterii-litowojonowych> (data dostępu: 22.04.2022).
- Guangul F.M., Chala G. (2019), *Solar Energy as Renewable Energy Source: SWOT Analysis*, 4th MEC International Conference on Big Data and Smart City (ICBDSC), s. 13.
- <http://www.batteryuniversity.com>, (2021), *BU-808: How to Prolong Lithium-based Batteries*, <https://batteryuniversity.com/article/bu-808-how-to-prolong-lithium-based-batteries> (data dostępu: 6.07.2022).
- Macuk R., Zieleniec A., Koszniec K. (2020), *Transformacja energetyczna w Polsce*, Forum Energii.
- Mataczyńska E. (2018), *Analiza IPE nr 4-2018 Magazyny energii w erze odnawialnych źródeł energii*, Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza, s. 1-2.
- Mościcka S. (2020), *Czy moja instalacja pv może pomóc naszej planecie? W jaki sposób?*, <https://fotowoltaikaonline.pl/ekologia> (data dostępu: 4.04.2022).
- napradzie.pl, (2021), *Tesla Model 3 vs Polestar 2 – test zasięgu i zużycia energii*, <https://napradzie.pl/2021/06/11/tesla-model-3-vs-polestar-2-test-zasiegu-i-zuzycia-energii/> (data dostępu: 19.06.2022).
- Rączka J. (2021), *Analiza propozycji systemów rozliczania energii produkowanej przez prosumentów*, Warszawa, s. 2-9.
- Rudźko R. (2012), *Analiza nt. wielkości strat w przesyłce energii elektrycznej w Polsce*, BBN, s. 2.

- Sarniak M.T. (2015), *Budowa i eksploatacja systemów fotowoltaicznych*, Seria: Zeszyty dla Elektryków, 13, s. 62-65.
- Stawasz D., Sikora-Fernandez D., Turała M. (2012), *Koncepcja smart city jako wyznacznik podejmowania decyzji związanych z funkcjonowaniem i rozwojem miasta*, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Studia Informatica, 29, 721, s. 97-109.
- Toli A.M., Murtagh N. (2020), *The Concept of Sustainability in Smart City Definitions*, The Bartlett School of Construction and Project Management, University College London.
- Ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2021, poz. 2376, s. 1-19.
- www.gov.pl, (2019), *Dane do obliczeń energetycznych budynków*, <https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow> (data dostępu: 6.07.2022).
- www.growatt.pl, (2022), *Karta katalogowa inwertera SPPH 4000~10000TL3 BH-UP*, <https://www.heiz24.de/mediafiles/pdf/datenblatt-growatt-hybridwechselrichter-sph4000-10000tl3-bh-up.pdf> (data dostępu: 19.06.2022).
- www.growatt.pl, (2022), *System bateryjny ARK LV*, https://growatt.pl/wp-content/uploads/2021/07/ARK_LV-min.pdf (data dostępu: 25.04.2022).
- www.milivolt.pl, (2022), *Dane techniczne ładowarki samochodowej Zencar*, <https://www.milivolt.pl/produkt/evse-schuko-na-typ-2-o-mocy-74kw-przenosna-stacja-ladowania-z-wy-mienna-koncowka-do-gniazda-schuko-te-oraz-cee-5-pin/> (data dostępu: 19.06.2022).
- www.saronic.de, (2022), *Karta katalogowa paneli fotowoltaicznych firmy Saronic wraz z danymi technicznymi*, <http://www.saronic.de/uploads/allimg/200331/Saronic%20Panels355-370WM-HALF%20CELL9BB.pdf> (data dostępu: 19.06.2022).

ELECTRIC ENERGY STORAGE IN THE OFF-GRID SYSTEM

Abstract: In the chapter, an alternative solution to meet the electricity demand of a single-family residential building has been proposed. This solution consisted in the use of an off-grid system equipped with an electricity storage. The object of the analysis was a residential building with a usable area of 160.3 m². The building was used by a family of four. For central heating purposes, a gas condensing boiler was used, which was also used to heat domestic hot water. The average daily electricity consumption was 7.67 kWh/24 h. Electricity was produced through 44 monocrystalline photovoltaic cells with a total area of 81.4 m². The capacity of the electricity storage system was 74.32 kWh. Lithium-iron-phosphate (LiFePO₄) batteries were used to store electricity. On the basis of the obtained results, it was found that the electricity storage system is able to cover the electricity demand of the building for 9 days and 20 hours in the most unfavorable conditions. These conditions are understood as a situation of limited electricity production by photovoltaic cells, in cloudy weather, in winter.

Keywords: energy storage, off-grid, long-term storage, photovoltaic cells

10. ZASADNOŚĆ MAGAZYNOWANIA NADWYŻEK CIEPŁA W MIEJSKICH SYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH

Michał Turski

Politechnika Częstochowska
Wydział Infrastruktury i Środowiska

Streszczenie: Do dalszego rozwoju miejskich systemów ciepłowniczych pod kątem wykorzystania odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego i osiągnięcia standardu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego niezbędne jest szerokie zastosowanie technologii magazynowania ciepła. Magazynowanie ciepła w systemach ciepłowniczych wpisuje się w stosowanie zasad zrównoważonego rozwoju oraz w ideę miast przyszłości. W rozdziale przedstawiono zasadność magazynowania nadwyżek ciepła w systemach ciepłowniczych poprzez wskazanie możliwych do uzyskania efektów zastosowania różnych technologii magazynowania. Do efektywnych rozwiązań należało wykorzystanie pojemności cieplnej wody, ciepła przemian fazowych, jak również magazynowanie w układach centralnym i rozproszonym. Możliwe do osiągnięcia względne efekty energetyczne, ekonomiczne i ekologiczne magazynowania ciepła jawnego mogą wynieść od 5,1 do 6,38%. Możliwa do osiągnięcia poprawa sprawności systemu wyniosła 21 punktów procentowych przy zastosowaniu rozproszonego magazynowania ciepła z wykorzystaniem ciepła utajonego przemiany fazowej. Możliwe obniżenie mocy źródła wyniosło 17,3% przy wykorzystaniu pasywnego sposobu magazynowania ciepła.

Słowa kluczowe: magazynowanie ciepła, miejski system ciepłowniczy, PCM

Wprowadzenie

Modernizacje i dalszy rozwój istniejących systemów ciepłowniczych stanowią ważny element w działaniach polegających na redukowaniu tzw. niskiej emisji, wykorzystywaniu w ich strukturze odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego (Turski, Sekret 2015). W związku z tym istotne stają się: sposób i miejsce przyłączenia dodatkowych instalacji do systemu ciepłowniczego, ich wpływ na działanie systemu, dostosowanie parametrów pracy do nowych rozwiązań oraz regulacja, kontrola i szybkie reagowanie na zmienne parametry użytkownika sieci (Has-sine, Eicker 2013).

Probleмами stojącymi na drodze do osiągnięcia standardu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego i chłodniczego (2018/2002/UE) są: duża zmienność dobowa zapotrzebowania na moc ciepłą budynków przyłączonych do sieci (Turski, Sekret, 2016), skrajna rzadkość występowania projektowej temperatury powietrza zewnętrznego (Santamouris i in. 2015) oraz znaczna rozbieżność pomiędzy zapotrzebowaniem a zużyciem ciepła przez budynki (Lundström, Wallin 2016). Obecnie stosowane metody projektowania mocy źródeł ciepła bazują głównie na temperaturze powietrza zewnętrznego oraz uwzględniają nadwyżkę mocy na przyszłe potrzeby rozwoju systemu. Jednak termomodernizacje budynków istniejących oraz nowe technologie budowlane powodują obniżenie potrzeb cieplnych (Späth, Rohracher 2015). Ponadto w obliczeniach nie jest uwzględniana pojemność cieplna sieci ciepłowniczej czy budynków (Kensby i in. 2015). Powoduje to trudności w projektowaniu mocy oraz brak osiągnięcia maksymalnych parametrów źródeł ciepła, a w konsekwencji spadek rentowności systemów ciepłowniczych (Turski, Sekret 2016). Dlatego też interesująca staje się akumulacyjność cieplna systemu jako kluczowy element wprowadzania nowych generacji sieci ciepłowniczych (Lund i in. 2014). Jednocześnie metody projektowania mocy źródeł ciepła powinny uwzględniać częstość występowania projektowych temperatur powietrza zewnętrznego (Allegrini i in. 2015).

10.1. Magazynowanie ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych

Magazynowanie ciepła w systemach ciepłowniczych wpisuje się w stosowanie zasad zrównoważonego rozwoju (Zhao i in. 2015) oraz w ideę miast przyszłości (Toli, Murtagh 2020).

Badania dotyczące magazynowania ciepła w systemie ciepłowniczym można skategoryzować pod względem czasu magazynowania ciepła (krótko- i długoterminowe), metody magazynowania ciepła (ciepło jawne, ciepło utajone przemiany fazowej, ciepło przemian chemicznych), miejsca magazynowania ciepła (centralne, rozproszone) oraz sposobu magazynowania (aktywny – dodatkowe akumulatory, pasywny – istniejąca infrastruktura) (Turski 2020).

Obecnie magazynowanie ciepła w systemach ciepłowniczych dotyczy magazynowania krótkoterminowego, które można określić jako cykl dobowy (Olsthoorn i in. 2016). Podobnie jest z metodami magazynowania ciepła w systemach ciepłowniczych, obecne zastosowania dotyczą wykorzystania ciepła jawnego wody, zdecydowanie rzadziej innych cieczy i ciał stałych (Bauer i in. 2010).

Wadą tych rozwiązań jest znaczna objętość magazynów ciepła. W porównaniu do zasobników wodnych objętość powinna być o 50% większa dla magazynów zwirowo-wodnych i od 3 do 5 razy większa dla magazynów gruntowych (Basakayi, Storm 2014). Jednak zasobniki wodne również ograniczone są przez dobowy bilans energii oraz temperaturę magazynowania (Wyrwicz, Adamski 2011).

Metoda wykorzystania ciepła utajonego pozwala, w porównaniu do magazynów wodnych, na zmniejszenie objętości zasobników o 40% dla takiej samej ilości zmagazynowanego ciepła (Xu i in. 2015). Materiały zmiennofazowe można scharakteryzować według kryterium temperatury, w której zachodzi przemiana fazowa: akumulacja chłodu od -30°C do 0°C , akumulacja ciepła niskotemperaturowego ok. $20\text{-}30^{\circ}\text{C}$, akumulacja ciepła średnotemperaturowego – zakres pracy systemów ciepłowniczych, akumulacja ciepła wysokotemperaturowego – powyżej 150°C . Biorąc pod uwagę typowe temperatury pracy systemów ciepłowniczych oraz relatywnie stałe temperatury występujących nadwyżek ciepła, metody magazynowania z wykorzystaniem ciepła utajonego stają się niezwykle interesujące (Nogaj i in. 2018).

Metoda wykorzystująca ciepło przemian chemicznych pozwala na zmagazynowanie największej ilości ciepła w jednostce objętości substancji oraz daje możliwość długotrwałego magazynowania ciepła w temperaturze otoczenia z minimalnymi stratami. Główną wadą tego rozwiązania są zbyt wysokie temperatury pracy w porównaniu do parametrów pracy systemów ciepłowniczych oraz większe nakłady energetyczne do odzyskania ciepła (Xu i in. 2014).

Magazynowanie ciepła w systemach ciepłowniczych z wykorzystaniem ciepła utajonego oraz ciepła przemian chemicznych występuje w postaci prototypów w skali laboratoryjnej lub inwestycji pilotażowych (Cabeza i in. 2015).

Badania dotyczące miejsca magazynowania wskazują jednoznacznie na stosowanie w systemach ciepłowniczych rozwiązań centralnego magazynowania ciepła w zasobnikach wodnych oraz na to, że magazynowanie ciepła jest dziś uznawane za kluczowy element nowoczesnego łańcucha dostaw ciepła (Aneke, Wang 2016). Jednak centralne magazynowanie nie rozwiązuje istotnego problemu ciepła nieodebranego przez budynki przyłączone do sieci, którego skutkiem są zawyżone temperatury wody powrotnej (szczególnie istotne dla źródeł kogeneracyjnych) (Lund i in. 2017).

Proponowanym rozwiązaniem tego problemu może być magazynowanie niewykorzystanego ciepła w układzie rozproszonym. Rozproszone magazyny ciepła wpływają na: stabilizację obciążenia cieplnego, redukcję strat ciepła, zmniejszenie czasu opóźnienia transportowego oraz przede wszystkim stabilizację temperatury wody powrotnej. Ponadto mogą się przyczynić do: zwiększenia stopnia skojarzenia źródeł kogeneracyjnych, zwiększenia sprawności systemu ciepłowniczego oraz możliwości rezygnacji ze źródeł szczytowych (Schuchardt 2016).

Opisane wcześniej rozwiązania, które wymagają przyłączenia zasobników ciepła do systemu ciepłowniczego, dotyczą aktywnego sposobu magazynowania ciepła. Należy zwrócić uwagę na to, że aktywny sposób magazynowania pozwala na zdecydowanie większą kontrolę procesu magazynowania i niezależną regulację parametrów pracy systemu ciepłowniczego (Deckert i in. 2014).

Badania pasywnego sposobu magazynowania, wykorzystującego istniejącą infrastrukturę, dotyczą m.in. wykorzystania do magazynowania ciepła pojemności

ciepłej sieci ciepłowniczej oraz pojemności ciepłej budynków przyłączonych do sieci (Gu i in. 2017).

Pasywny sposób magazynowania ciepła jest efektywnym rozwiązaniem, którego stosowanie można rozważać niezależnie lub łącznie ze sposobem aktywnym. Jednak, stosując sposób pasywny, regulacja całego procesu dostaw ciepła jest zależna od samego magazynowania, którego potencjał ogranicza struktura sieci i budynków. Pełna kontrola oraz znaczne efekty uzyskiwane są jedynie za pośrednictwem sposobu aktywnego.

Przegląd literatury wskazuje, że do efektywnych rozwiązań magazynowania ciepła w systemach ciepłowniczych można zaliczyć wykorzystanie pojemności ciepłej wody lub ciepła przemian fazowych przy jednoczesnym zmniejszeniu ograniczeń poprzez zastosowanie magazynowania ciepła zarówno w układzie centralnym, jak i rozproszonym.

10.2. Zasadność magazynowania ciepła w systemach ciepłowniczych

Magazynowanie ciepła w systemach ciepłowniczych w innym ujęciu niż centralny wodny zasobnik ciepła nie jest zagadnieniem dobrze poznany. Ponadto próby zastąpienia centralnego wodnego magazynu ciepła kilkoma mniejszymi, oddalonymi od źródła ciepła, nie rozwiązują problemów zasobników wodnych oraz dotyczą wyłącznie magazynowania ciepła na zasilaniu sieci ciepłowniczej. Dlatego poszukuje się innych efektywnych rozwiązań magazynowania ciepła w systemach ciepłowniczych.

Jednym z rozwiązań mających istotny wpływ na efektywność systemu ciepłowniczego jest zastosowanie, oprócz magazynu centralnego, również rozproszonych magazynów ciepła. Prezentowane wyniki dotyczą metody magazynowania z wykorzystaniem ciepła jawnego wody (Turski, Jachura 2021) dla średniej wielkości systemu ciepłowniczego w Europie, gdzie obliczeniowa wartość temperatury powietrza zewnętrznego wynosi -20°C , a sezonowa produkcja ciepła może wynosić do 2418 TJ/sezon. Sezonowe nadwyżki ciepła wahały się od 121 do 483 TJ/sezon. Z wykorzystaniem symulacji w czasie rzeczywistym oprogramowania TRNSYS określone zostały efekty energetyczny, ekonomiczny i ekologiczny, zmniejszenie dobowych wahań temperatury czynnika zasilającego, zmiana dobowych wahań temperatury czynnika powrotnego oraz zwiększenie średniej wartości temperatury powrotu, zestawione w tabeli 10.1.

Badania wykazały, że rozproszone magazyny ciepła są równie korzystne jak magazyny centralne. Względne efekty energetyczne, ekonomiczne i ekologiczne wyniosły od 5,1 do 6,38%. Niewątpliwą korzyścią rozproszonego magazynowania ciepła jest znaczne zmniejszenie dobowych wahań temperatury czynnika powrotnego o 30,2% bez dodatkowych negatywnych efektów. Dla porównania, oprócz pozytywnych efektów centralnego magazynowania ciepła na zasilaniu, a w tym

zmniejszenia dobowych wahań czynnika zasilającego o 21,4%, należy zauważyć, że nastąpiło zwiększenie dobowych wahań czynnika powrotnego wynoszących do 41,9% oraz zwiększenie średniej wartości temperatury powrotu o 3,1%.

Tabela 10.1. Porównanie wyników dotyczących centralnego magazynowania ciepła na zasilaniu oraz magazynowania rozproszonego na powrocie sieci ciepłowniczej

Wielkość	Centralne magazynowanie	Rozproszone magazynowanie
Efekt energetyczny, TJ/sezon	123	123
Względny efekt energetyczny, %	5,1	6,38
Efekt ekonomiczny, mln €	1,32	1,32
Względny efekt ekonomiczny, %	5,24	6,38
Efekt ekologiczny – zmniejszenie emisji całkowitej, Gg/sezon	15	15,1
Efekt ekologiczny – zmniejszenie emisji równoważnej, Mg/sezon	45	46
Względny efekt ekologiczny, %	5,1	6,17
Zmniejszenie dobowych wahań temperatury czynnika zasilającego, %	21,4	–
Zmiana dobowych wahań temperatury czynnika powrotnego*, +/- %	+41,9	–30,2
Zwiększenie średniej wartości temperatury powrotu, %	3,1	0,1

* – + zwiększenie (niekorzystne); – zmniejszenie (korzystne)

Źródło: (Turski, Jachura 2021)

Innym proponowanym rozwiązaniem magazynowania ciepła w systemach ciepłowniczych jest wykorzystanie ciepła utajonego przemiany fazowej. Zastosowanie PCM zmniejsza objętość magazynów ciepła z jednoczesną redukcją strat ciepła. Kluczową rolę przy efektywnym magazynowaniu ciepła w systemie ciepłowniczym odgrywa specyfika samego systemu (Turski 2021), jak również właściwy dobór PCM (Turski i in. 2019). Specyfika systemu ciepłowniczego może być wyrażona jako teoretyczny potencjał magazynowania ciepła oraz potencjał akumulatorów PCM, stanowiący część teoretycznego potencjału. Teoretyczny potencjał magazynowania ciepła definiowany jest jako całkowity, dobowy potencjał magazynowania ciepła dla węzłów ciepłowniczych, a potencjał akumulatorów PCM jako ilość ciepła możliwego do zmagazynowania z wykorzystaniem materiału zmiennofazowego. Na podstawie potencjału akumulatorów PCM z uwodnionym trisiarczanem sodu $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ oraz z parafiną z 25 atomami węgla stwierdzono, że na zasadność zastosowania akumulatorów ciepła PCM w systemie ciepłowniczym w układzie rozproszonym wskazują wyniki wynoszące od ok. 50-60% całkowitej ilości ciepła możliwego do zmagazynowania (Turski 2021).

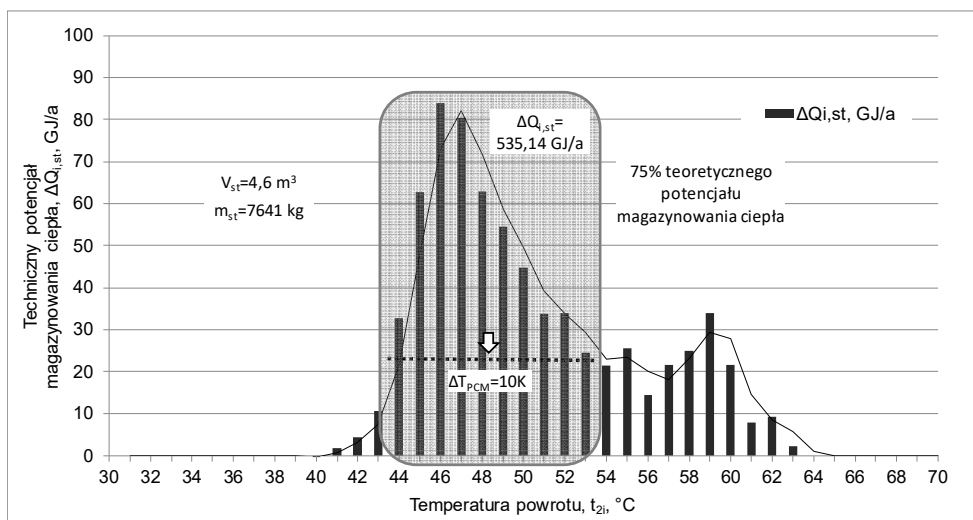
W związku z wpływem właściwego doboru PCM na efektywne magazynowanie ciepła w tabeli 10.2 zestawiono wybrane materiały PCM wg temperatury topnienia, dedykowanej dla wody powrotnej po stronie niskich parametrów pracy sieci.

Biorąc pod uwagę specyfikę systemu ciepłowniczego oraz rodzaj PCM, możliwy jest dobór akumulatora ciepła PCM. Dla zakresu temperatur od 44 do 54°C techniczny potencjał magazynowania ciepła dla sezonu grzewczego może wynieść 535,14 GJ/a, co z kolei stanowi 75% teoretycznego potencjału magazynowania ciepła węzła ciepłowniczego o mocy 150 kW (Turski i in. 2019). Zakres doboru oraz parametry akumulatora ciepła PCM przedstawiono na rysunku 10.1. Przybliżona, czynna objętość akumulatora wyniosła 4,6 m³, a masa PCM została określona na 7,6 tony. Do najważniejszych efektów zastosowania akumulatora ciepła PCM w układzie rozproszonym należy m.in. efekt energetyczny, wyrażony jako zmniejszenie straty ciepłej wody ciepłowniczego, który wyniósł 495,12 GJ/a. Ponadto został osiągnięty efekt doregulowania temperatur wody powrotnej na poziomie 4,9 K, polegający na zmniejszeniu różnicy średnich temperatur wody powrotnej dzięki zastosowaniu akumulatora ciepła PCM.

Tabela 10.2. Zestawienie właściwości wybranych materiałów PCM

Rodzaj PCM	Temperatura topnienia °C	Utajone ciepło przemiany fazowej kJ/kg	Przewodność cieplna W/m·K	Gęstość kg/m ³
K ₂ HPO ₄ ·7H ₂ O	45	145	0,105	416,2
Zn(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	45	110	0,103	137
CaCl ₂ ·4H ₂ O	45,3	70	0,103	1830
Mg(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	47	142	0,125	552
Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	47	153	0,191	540
Fe(NO ₃) ₃ ·9H ₂ O	47	155	0,017	1643
Na ₂ SiO ₃ ·4H ₂ O	48	168	0,265	115
K ₂ HPO ₄ ·3H ₂ O	48	99	0,174	252
Na ₂ S ₂ O ₃ ·5H ₂ O	48,5	210	0,107	1666
MgSO ₄ ·7H ₂ O	48,5	202	0,163	490
Ca(NO ₃) ₂ ·3H ₂ O	51	104	0,164	228
Zn(NO ₃) ₂ ·2H ₂ O	55	68	0,103	1693
FeCl ₃ ·2H ₂ O	56	90	0,171	1730
Ni(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O	57	169	0,265	2050
MnCl ₂ ·4H ₂ O	58	151	0,504	1979
MgCl ₂ ·4H ₂ O	58	178	0,264	1899
CH ₃ COONa·3H ₂ O	58	265	0,136	1450

Źródło: (Nogaj i in. 2017)



Rys. 10.1. Zakres doboru oraz parametry akumulatora ciepła PCM

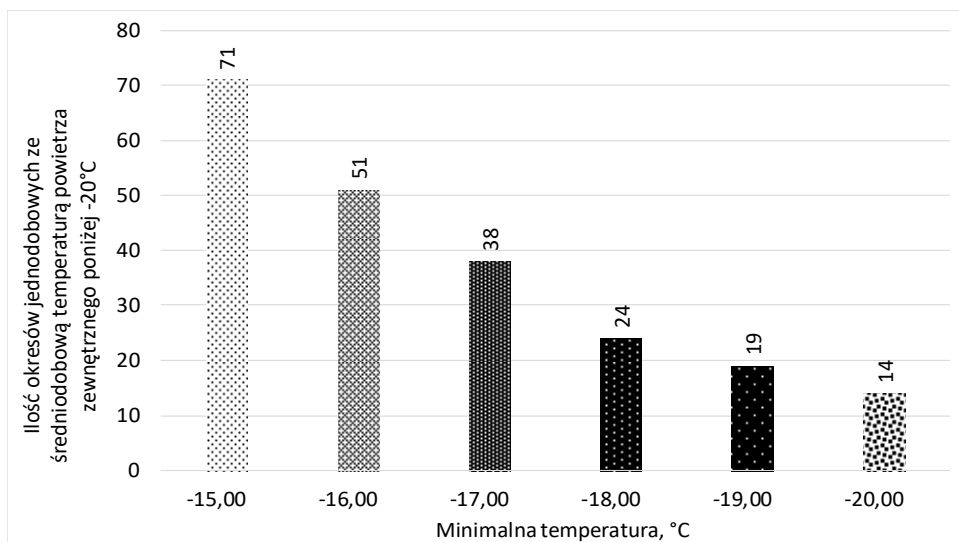
Źródło: (Turski i in. 2019)

Zasadność zastosowania rozproszonego magazynowania ciepła w systemach ciepłowniczych z wykorzystaniem ciepła utajonego przemiany fazowej potwierdza również osiągnięta poprawa sprawności całkowitej, wynosząca 21 punktów procentowych.

Alternatywnym wykorzystaniem akumulacyjności cieplnej systemu ciepłowniczego jest wykorzystanie pojemności cieplnej sieci ciepłowniczej, jak również budynków przyłączonych do sieci. Prace takie zostały przeprowadzone dla reprezentatywnego miejskiego systemu ciepłowniczego wyznaczonego wg Regulskiego i in. (2014). System został scharakteryzowany zapotrzebowaniem na moc cieplną na poziomie 119 MW netto do celów c.o., c.w.u., technologicznych oraz wentylacji (Turski, Sekret 2017), a do akumulacyjności cieplnej budynków wzięto pod uwagę 109,4 MW przeznaczone na cele c.o. Analizie poddano budownictwo mieszkaniowe, budynki użyteczności publicznej oraz budynki komercyjne. W badaniach uwzględniono godzinową częstość występowania temperatur powietrza zewnętrznego, średniodobową temperaturę powietrza zewnętrznego, częstość występowania i czas trwania epizodów o najniższych wartościach temperatury powietrza zewnętrznego, rzeczywiste zapotrzebowania na moc cieplną budynków, możliwość bilansowania mocy cieplnej źródła poprzez wykorzystanie pojemności cieplnej sieci ciepłowniczej i budynków oraz obniżenie zapotrzebowania na moc cieplną systemu ciepłowniczego. Dzięki temu zostały określone efekty wykorzystania akumulacji sieci ciepłowniczej poprzez czasowe podwyższenie temperatury wody sieciowej, odpowiadające prognozowanemu wzrostowi zapotrzebowania na moc cieplną. Istotne jest ograniczenie podwyższenia temperatury na zasilaniu, wynikające

z parametrów pracy preizolowanych przewodów ciepłowniczych, wynoszące maksymalnie 130-135°C.

Wyniki, zaprezentowane na rysunku 10.2, wskazują, że częstość występowania okresów temperaturowych zbliżonych do tych, na które projektowane są moce źródeł ciepła, nie jest znacząca. Statystyczna częstość występowania okresów jednodobowych, średniodobowej temperatury powietrza zewnętrznego poniżej -20°C to zaledwie czternaście razy przez 63 lata, co odpowiada jednemu takiemu okresowi raz na cztery lata (Turski, Sekret 2018).



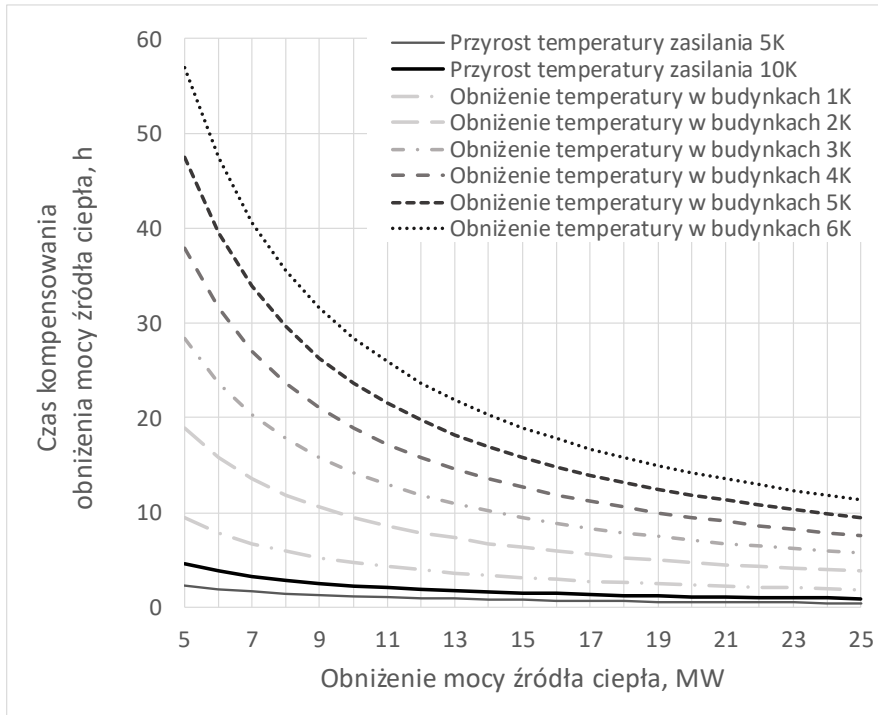
Rys. 10.2. Częstość występowania minimalnych temperatur powietrza zewnętrznego

Źródło: (Turski, Sekret 2019)

Na podstawie wykorzystania pojemności cieplnej został wyznaczony czas, w którym możliwe jest kompensowanie obniżenia mocy źródła ciepła.

Wykorzystanie akumulacyjności cieplnej sieci ciepłowniczej o pojemności wodnej 3920 m³ pozwala na akumulację 41 GJ ciepła poprzez podwyższenie temperatury wody zasilającej o 5 K oraz 82 GJ poprzez podwyższenie temperatury wody zasilającej o 10 K (Turski, Sekret 2017). Czas kompensowania obniżenia mocy źródła ciepła wyniósł do 2,3 h dla temperatury wody zasilającej podwyższonej o 5 K oraz do 4,6 h dla temperatury wody zasilającej podwyższonej o 10 K.

Wykorzystanie akumulacyjności cieplnej budynków w zakresie obniżenia temperatury wewnętrznej w budynkach od 1 K do 6 K pozwala na akumulację od 171 GJ do 1024 GJ (Turski, Sekret 2017) ciepła. Czas kompensowania obniżenia mocy źródła ciepła wyniósł od 1,9 h do 56,9 h.



Rys. 10.3. Czas kompensowania obniżenia mocy źródła ciepła

Źródło: (Turski, Sekret 2018)

Czas kompensowania obniżenia mocy źródła ciepła został przedstawiony na rysunku 10.3. Na tej podstawie stwierdzono, że możliwe jest, w tym przypadku, obniżenie mocy źródła ciepła na cele c.o. o 17,3% (Turski, Sekret 2017).

Podsumowanie

Przeprowadzony przegląd literatury oraz prezentowane wyniki badań wskazują jednoznacznie na zasadność magazynowania nadwyżek ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych. Wymiernymi efektami, które to potwierdzają, są możliwe do osiągnięcia względne efekty energetyczne, ekonomiczne i ekologiczne magazynowania ciepła jawnego, wynoszące od 5,1 do 6,38%. W przypadku zastosowania rozproszonego magazynowania ciepła z wykorzystaniem ciepła utajonego przemiany fazowej możliwa do osiągnięcia poprawa sprawności systemu wyniosła 21 punktów procentowych. Ponadto, możliwe obniżenie mocy źródła wyniosło 17,3% przy wykorzystaniu pasywnego sposobu magazynowania ciepła. Zależnie od zastosowanego rozwiązania efekty magazynowania nadwyżek ciepła są nieco inne. Magazynowanie ciepła na zasilaniu sieci ciepłowniczej skutkuje zmniejszeniem dobowych wahań

temperatury czynnika zasilającego. Szczególnym wskazaniem do zastosowania jest w tym przypadku ograniczenie lub całkowite wyeliminowanie szczytowych źródeł ciepła, a tym samym prawdopodobne zmniejszenie zużycia paliwa. Z kolei rozproszone magazynowanie ciepła na powrocie sieci ciepłowniczej powoduje zmniejszenie dobowych wahań temperatury czynnika powrotnego. Kluczową rolę odgrywa tutaj kontrola temperatury czynnika powracającego do źródła ciepła na względnie stałym i z góry przewidywalnym poziomie. Dla źródeł kogeneracyjnych stanowi to potencjał na ograniczenie wykorzystania wież chłodniczych i znaczne zmniejszenie strat ciepłych. Wybór optymalnego rozwiązania lub kombinacji rozwiązań magazynowania ciepła w systemie ciepłowniczym nie jest oczywisty, dlatego wskazane jest przeprowadzanie odpowiednich analiz na etapie planowania. Istotne na tym etapie są dane dotyczące ilości ciepła nieodebranego oraz parametrów pracy systemu ciepłowniczego.

Podziękowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- Allegrini J., Orehounig K., Mavromatidis G., Ruesch F., Dorer V., Evins R. (2015), *A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 52, s. 1391-1404.
- Aneke M., Wang M. (2016), *Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review*, Applied Energy, 179, s. 350-377.
- Basakayi J.K., Storm V.V. (2014), *Potential use of phase change materials with reference to thermal energy systems in South Africa*, International Journal of Advances in Engineering & Technology, 7, s. 692-700.
- Bauer D., Marx R., Nubbicker-Lux J., Ochs F., Heidemann W., Müller-Steinhagen H. (2010), *German central solar heating plants with seasonal heat storage*, Solar Energy, 84, s. 612-623.
- Cabeza L., Martorell I., Miro L., Fernandez A., Barreneche C. (2015), *Introduction to thermal energy storage (TES) systems. Advances in Thermal Energy Storage Systems*, A volume in Woodhead Publishing Series in Energy, s. 1-28.
- Deckert M., Scholz R., Binder S., Hornung A. (2014), *Economic efficiency of mobile latent heat storages*, Energy Procedia, 46, s. 171-177.
- Gu W., Wang J., Lu S., Luo Z., Wu C. (2017), *Optimal operation for integrated energy system considering thermal inertia of district heating network and buildings*, Applied Energy 199, s. 234-246.
- Hassine I., Eicker U. (2013), *Impact of load structure variation and solar thermal energy integration on an existing district heating network*, Applied Thermal Engineering, 50, s. 1437-1446.

- Kensby J., Trüschel A., Dalenbäck J.O. (2015), *Potential of residential buildings as thermal energy storage in district heating systems – Results from a pilot test*, Applied Energy, 137, s. 773-781.
- Lund R., Ostergaard D.S., Yang X., Mathiesen B.V. (2017), *Comparison of Low-temperature District Heating Concepts in a Long-Term Energy System Perspective*, International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, 12, s. 5-18.
- Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J., Hvelplund F., Mathiesen B. (2014), *4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems*, Energy, 68, s. 1-11.
- Lundström L., Wallin F. (2016), *Heat demand profiles of energy conservation measures in buildings and their impact on a district heating system*, Applied Energy, 161, s. 290-299.
- Nogaj K., Turski M., Sekret R. (2017), *The influence of using heat storage with PCM on inlet and outlet temperatures in substation in DHS*, E3S 22(00124), s. 1-7.
- Nogaj K., Turski M., Sekret R. (2018), *The use of substations with PCM heat accumulators in district heating system*, MATEC, 174(01002), s. 1-9.
- Olsthoorn D., Haghighat F., Mirzaei P.A. (2016), *Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization*, Solar Energy, 136, s. 49-64.
- Regulski B., Ziembicki P., Bernasiński J., Węglarz A. (2014), *Rynek ciepłowniczy w Polsce*, Rynek Energii, 113, s. 9-16.
- Santamouris M., Cartalis C., Synnefa A., Kolokotsa D. (2015), *On the impact of urban heat island and global warming on the power demand and electricity consumption of buildings – A review*, Energy and Build, 98, s. 119-124.
- Schuchardt G.K. (2016), *Integration of decentralized thermal storages within district heating (DH) networks*, Environmental and Climate Technologies, 18, s. 5-16.
- Späth P., Rohracher H. (2015), *Conflicting strategies towards sustainable heating at an urban junction of heat infrastructure and building standards*, Energy Policy, 78, s. 273-280.
- Toli A.M., Murtagh N. (2020), *The Concept of Sustainability in Smart City Definitions*, The Bartlett School of Construction and Project Management, University College London.
- Turski M. (2020), *Dobór i efekt zastosowania zmiennofazowego akumulatora ciepła w miejskim systemie ciepłowniczym*, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa.
- Turski M. (2021), *Potencjał magazynowania ciepła akumulatorów PCM w miejskim systemie ciepłowniczym w układzie rozproszonym*, Rynek Energii, 6(157), s. 36-43.
- Turski M., Jachura A. (2021), *Energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe aspekty magazynowania ciepła w systemie ciepłowniczym*, Rynek Energii, 4(155), s. 52-60.
- Turski M., Nogaj K., Sekret R. (2019), *The use of a PCM heat accumulator to improve the efficiency of the district heating substation*, Energy, 187(115885), s. 1-13.
- Turski M., Sekret R. (2015), *Konieczność reorganizacji systemów ciepłowniczych w świetle zmian zachodzących w sektorze budowlano-instalacyjnym*, Rynek Energii, 119, s. 27-34.
- Turski M., Sekret R. (2016), *Nowe rozwiązania dla hybrydowych systemów zaopatrzenia budynków w energię*, Rynek Energii, 122, s. 66-74.
- Turski M., Sekret R. (2016), *Hybrid substations for smart energy supply systems*, Journal of Power Technology, 96, s. 444-448.

- Turski M., Sekret R. (2017), *A method of determining the thermal power demand of buildings connected to the district heating system with usage of heat accumulation*, E3S, 22(00180), s. 1-6.
- Turski M., Sekret R. (2018), *Buildings and a district heating network as thermal energy storages in the district heating system*, Energy & Buildings, 179, s. 49-56.
- Turski M., Sekret R. (2019), *Distribution and forecast of air temperature in determining of heat output of the district heating substation with heat storage*, E3S, 116(00094), s. 1-8.
- Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 20 maja 2016 r. jako implementacja dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.*
- Wyrwicz M., Adamski R. (2011), *Produkcja energii elektrycznej i ciepła wspierana możliwością akumulacji ciepła*, II Konferencja Wytwórców Energii Elektrycznej, Skawina, s. 93-105.
- Xu B., Li P., Chan C., Tumilowicz E. (2015), *General volume sizing strategy for thermal storage system using phase change material for concentrated solar thermal power plant*, Applied Energy, 140, s. 256-268.
- Xu J., Wang R.Z., Li Y. (2014), *A review of available technologies for seasonal thermal energy storage*, Solar Energy, 103, s. 610-638.
- Zhao Y., Lu Y., Yan C., Wang S. (2015), *MPC-based optimal scheduling of grid-connected low energy buildings with thermal energy storages*, Energy and Buildings, 86, s. 415-426.

JUSTIFICATION OF HEAT SURPLUS STORAGE IN DISTRICT HEATING SYSTEMS

Abstract: For the further development of district heating systems in terms of the use of renewable energy sources, waste heat and achieving the standard of an energy-efficient heating system, extensive use of heat storage technology is necessary. Heat storage in district heating systems is in line with the principles of sustainable development and the idea of cities of the future. The chapter presents the justification of heat surplus storage in heating systems by indicating the possible effects of use various storage technologies. The effective solutions included the use of the heat capacity of water, the heat of phase change, as well as central and dispersed heat storage. The achievable relative energy, economic and ecological effects of sensible heat storage may range from 5.1% to 6.38%. The achievable improvement in system efficiency was 21 percentage points when using dispersed heat storage and the latent heat of the phase change. The possible reduction of the source's heat output was 17.3% with the use of passive heat storage method.

Keywords: heat storage, district heating system, PCM

11. MOŻLIWOŚCI POPRAWY PRACY SIECI CIEPŁOWNICZEJ NA PRZYKŁADZIE POLSKIEGO SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO

Agnieszka Jachura

Politechnika Częstochowska
Wydział Infrastruktury i Środowiska

Streszczenie: W rozdziale poddano ocenie pracę miejskiej sieci ciepłowniczej zgodnie z obowiązującymi wymaganiami eksploatacyjnymi wraz z analizą najłabszych elementów systemu. Określono czynniki wpływające na straty ciepła, stopień wykorzystania osiągalnej mocy cieplnej, awaryjność poszczególnych elementów sieci oraz porównano pracę sieci w warunkach rzeczywistych z wartościami z tabeli regulacyjnej. Zaproponowano rozwiązania mające na celu podniesienie efektywności energetycznej oraz optymalizację pracy systemu ciepłowniczego o mocy 320 MW i długości magistrali 23 km.

Słowa kluczowe: optymalizacja pracy, sieć ciepłownicza, zapotrzebowanie na energię

Wprowadzenie

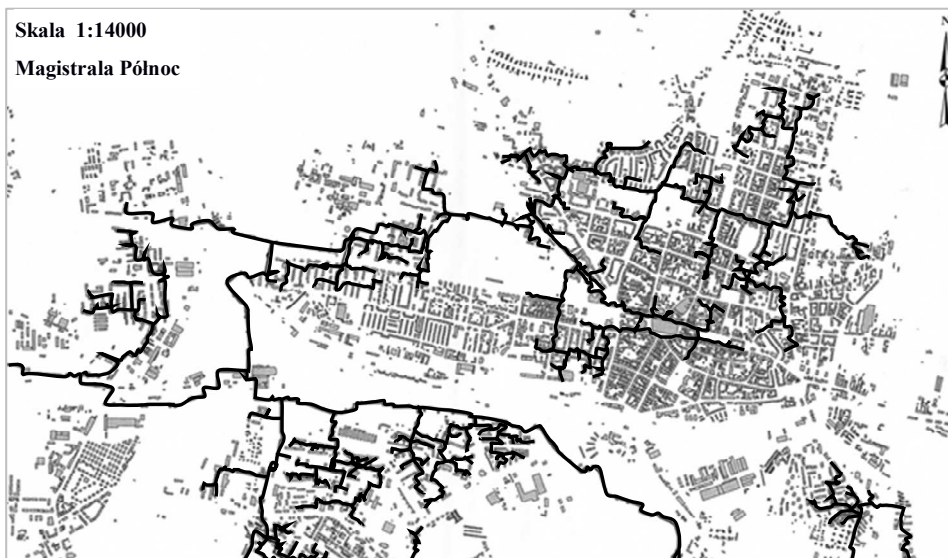
W ostatnim czasie coraz większe zainteresowanie wzbudzają systemy ciepłownicze, ponieważ oczekuje się, że będą istotnym ogniwem transformacji energetycznej. W Europie i na świecie większość ciepła pochodzi z paliw kopalnych, wykorzystywanych głównie w sposób bezpośredni (Werner 2017, s. 617; Lumbreras i in. 2022, s. 14). Systemy ciepłownicze są dobrą alternatywą w skutecznym wykorzystaniu nośników energii, ponieważ mogą znacznie zmniejszyć zużycie energii pierwotnej (Weinberger i in. 2021, s. 17). Te scentralizowane systemy są uważane za kluczowe przy zwiększaniu efektywności energetycznej (Jachura, Sekret 2013, s. 7; Sayegh i in. 2017, s. 1183) poprzez zastąpienie mniej wydajnych, często indywidualnych urządzeń, bardziej wydajnymi systemami centralnego ogrzewania (Bordin i in. 2016, s. 296). Kolejną zaletą tych układów jest łatwa integracja z systemami OZE (Jeandaux i in. 2021, s. 32), dają również możliwość wykorzystania ciepła,

które w innym przypadku nie mogłoby zostać użyte (ciepło odpadowe, z procesów przemysłowych), co znacznie podnosi sprawność całej ciepłowni (Pagania i in. 2020, s. 11). Mogą też łatwiej dostosowywać się do przyszłych zmian technologicznych czy wprowadzanych ograniczeń emisji zanieczyszczeń. W związku z powyższym sieci ciepłownicze muszą być sprawnie eksploatowane, aby generować jak najmniejsze straty, a z drugiej strony nie doprowadzać do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw ciepła do odbiorców. Jest to trudne zadanie, ponieważ należy wziąć pod uwagę zmienne zapotrzebowania na ciepło obiektów budowlanych, a wynikające z charakteru pracy opóźnienia czasowe w sieci utrudniają reagowanie na zmiany w krótkich okresach (Jachura, Sekret 2015, s. 24; Krug i in. 2021, s. 783). Ponieważ cała sieć rurociągów charakteryzuje się zmiennymi parametrami, w celu poprawy efektywności pracy systemu konieczne jest zbadanie charakterystyk eksploatacyjnych sieci ciepłowniczej. W rozdziale zaproponowano, na przykładzie polskiego systemu ciepłowniczego, optymalizację pracy takiego układu. Analizy przeprowadzono, wykorzystując obowiązujące przepisy i wymagania eksploatacyjne wraz z analizą najslabszych elementów systemu grzewczego. Scharakteryzowano podstawowe parametry pracy, zwracając szczególną uwagę na czynniki wpływające na straty ciepła w sieci, przeanalizowano przesył energii z uwzględnieniem czynnika atmosferycznego. Niniejsza praca zawiera również omówienie rzeczywistego zużycia energii oraz awaryjności sieci grzewczej. Zaprezentowane propozycje rozwiązań będą przyczynkiem do ewentualnych przemyśleń dotyczących oceny sprawności pracy sieci ciepłowniczej przed ich ewentualną modernizacją. Materiał do analizy udostępniło Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej (PEC) znajdujące się w trzeciej strefie klimatycznej Polski.

11.1. Miejski system ciepłowniczy – Magistrala Północ

Do oceny wybrano typowy miejski system ciepłowniczy. System ten znajduje się w trzeciej strefie klimatycznej naszego kraju. Zlokalizowany jest na powierzchni ok. 70 km² i zaopatruje w ciepło ok. 170 tys. mieszkańców. Łączna długość przewodów ciepłowniczych wynosi około 170 km. Nośnikiem ciepła jest woda o wysokich parametrach pracy: 120/70°C. System zasila elektrociepłownia o mocy cieplnej 320 MW. Produkcja ciepła opiera się głównie na węglu kamiennym i częściowo na biomase. Magistrala Północ została oddana do użytku w 1978 roku. Schemat sieci rurociągów pokazano na rysunku 11.1.

Magistrala Północ zbudowana jest w układzie promieniowym (rys. 11.1) i zasila jedną z dzielnic miasta, tzw. „Centrum”. Zasila 106 indywidualnych wymienników ciepła oraz 31 grupowych węzłów cieplnych. Łączna długość magistrali wynosi niecałe 23 km. Sieci podziemne stanowią 89% ogólnej długości, wybudowane w technologii rur preizolowanych oraz sieci kanałowych. Około 10% stanowią sieci napowietrzne. Strukturę budowy sieci ciepłowniczej przedstawia tabela 11.1.



Rys. 11.1. Schemat sieci ciepłowniczej „Magistrala Północ”

Źródło: opracowanie własne

Tabela 11.1. Struktura budowy sieci ciepłowniczej

Technologia	preizolowana	kanałowa	nadziemna	w budynku
Długość, km	15,473	4,697	2,162	0,316
Suma, km	22,648			

Źródło: opracowanie własne

Dane zamieszczone w tabeli 11.1 pokazują, że budowa sieci w technologii rur preizolowanych obejmuje około 68% ogólnej długości. Sieć kanałowa oraz nadziemna nadal stanowią duży udział w całkowitej strukturze, wynoszący 30%. Są to głównie sieci magistralne o średnicy DN 600 mm. Z uwagi na ogromne koszty odtwarzania sieci magistralnych modernizacja następuje powoli. W ramach funduszy strukturalnych UE w 2017 roku wyremontowano odcinek sieci magistralnej o długości 1,8 km.

11.2. Charakterystyka zapotrzebowania na ciepło dzielnicy „Centrum”

Zapotrzebowanie mocy cieplnej na terenie miasta, dostarczane z analizowanej sieci ciepłowniczej, oszacowano na poziomie 342 MW, w tym:

- 237 MW dla obiektów mieszkalnych,
- 55 MW dla obiektów użyteczności publicznej,
- 50 MW dla przemysłu.

Udział budynków mieszkalnych w całkowitym zapotrzebowaniu na ciepło wynosi około 70%. Analizując jednostkowe zapotrzebowanie na ciepło poszczególnych obiektów na terenie miasta, zaobserwowano jego systematyczne zmniejszanie się. Mają na to wpływ zarówno warunki ekonomiczne (coraz wyższe ceny nośników energii), jak i systematyczna termomodernizacja zasobów budowlanych, montaż zaworów termostatycznych i liczników ciepła, modernizacja węzłów czy wymiana instalacji wewnętrznych c.o. i c.w.u.

11.3. Metodyka badań

W pracy przeprowadzono analizę danych eksploatacyjnych sieci ciepłowniczej. Analizy dotyczyły: rodzajów, przyczyn zakłóceń i awarii w sieci, stopnia wykorzystania zdolności przesyłowych, wpływu temperatury zewnętrznej na temperatury zasilania i powrotu, przekroczenia zamówionej mocy cieplnej i natężenia przepływu nośnika ciepła. Źródłem danych były materiały niepublikowane, stanowiące własność przedsiębiorstwa PEC. Jednocześnie na potrzeby pracy wykorzystano wzory sposobu szacowania strat ciepła. Wartość bezwzględna strat ciepła, czyli ilość ciepła traconego przez przenikanie ciepła na drodze od nośnika do gruntu i powietrza zewnętrznego, wyrażana jest za pomocą wzoru (11.1):

$$Q = m \cdot c_p \cdot (T_p - T_k) \text{ [W]} \quad (11.1)$$

gdzie:

m – strumień masy nośnika ciepła płynącego w rurze [kg/s],

c_p – ciepło właściwe nośnika ciepła [J/kg K],

T_p – początkowa temperatura nośnika ciepła,

T_k – końcowa temperatura nośnika ciepła.

Z kolei względna wartość szacowania strat ciepła, wyrażona w procentach, jest obliczana za pomocą poniższego wzoru:

$$U_s = Q_s / (Q_s + Q_w) \cdot 100 \text{ [%]} \quad (11.2)$$

gdzie:

Q_s – moc początkowa ciepła [W],

Q_w – moc węzłów cieplnych [W].

Zastosowanie wzorów (11.1) i (11.2) pozwoli na określenie stopnia wykorzystania przekroczenia zamówionej mocy cieplnej. Wszystkie węzły ciepłownicze pracują w układzie automatycznej regulacji temperatury wody sieciowej i wyposażone są w urządzenia automatyki pogodowej oraz układy pomiarowe energii cieplnej, służące przede wszystkim do rozliczeń zużycia ciepła z odbiorcami.

11.4. Możliwości poprawy pracy miejskiej sieci ciepłowniczej

W niniejszej pracy skoncentrowano się na analizie danych, które wykazują znaczący wpływ na straty ciepła w sieci ciepłowniczej, a tym samym przekładają się na optymalizację jej pracy. W obszarze zainteresowania znalazły się zarówno elementy awaryjności, wpływ warunków zewnętrznych, jak i zmienność nośnika ciepła. Ich analiza może stać się jednym z etapów oceny efektywności i sprawności przed modernizacją magistrali.

11.4.1. Analiza rodzajów, przyczyn zakłóceń i awarii w sieci

Systemy ciepłownicze w czasie ich eksploatacji są narażone na różnego rodzaju awarie mające wpływ na ciągłość pracy całego systemu. Awarie w źródle ciepła powodują wstrzymanie dostawy ciepła do całego systemu ciepłowniczego, natomiast awarie sieci ciepłowniczej i węzłów cieplnych mają charakter lokalny. W tabeli 11.2 zestawiono wszystkie awarie, jakie miały miejsce w latach 2018-2021.

Tabela 11.2. Zestawienie awarii na źródle, sieci ciepłowniczej, węzłach cieplnych w sezonach grzewczych 2018-2021

Miejsce awarii	Sezon grzewczy		
	2018/2019	2019/2020	2020/2021
Źródło	0	0	0
Sieci ciepłownicze	4 DN 600 – 1 DN 200 – 2 DN 125 – 1	2 DN 125 – 1 DN 80 – 1	0
Węzły ciepłownicze	3	3	4

Awaria w zakresie średnic DN 600-200 mm – poważna usterka, w zakresie średnic DN 200-80 mm – średnia usterka, w zakresie średnic DN < 80 mm – podrzędna usterka

Źródło: opracowanie własne

Jak wynika z danych (tab. 11.2), w analizowanym okresie w źródle ciepła nie doszło do żadnej awarii mającej wpływ na dostawę ciepła. Natomiast zarówno na sieciach ciepłowniczych, jak i w węzłach pojawiające się awarie wskazują na znaczny stopień zmęczenia elementów konstrukcji. Najprawdopodobniej związane są one z zastosowaną technologią. Nadal zdecydowana część sieci jest wykonana w technologii kanałowej, co znacznie częściej przekłada się na uszkodzenia i wzrost kosztów produkcji ciepła. Idealnym rozwiązaniem byłaby systematyczna ich wymiana na sieci wykonane w technologii preizolowanej, które charakteryzują się znacznie niższym współczynnikiem strat ciepła na drodze przenikania (około 0,02-0,03 W/m·K). Jak wynika z przytoczonych danych (tab. 11.2), w sezonie 2018/2019 wystąpiły cztery awarie, w tym jedna poważna (na sieci magistralnej) oraz dwie

średnie i jedna podrzędna. W sezonie grzewczym 2019/2020 odnotowano dwie usterki – jedną średnią i jedną lokalną, natomiast w sezonie 2020/2021 nie odnotowano żadnych usterek na sieci. Przytoczone powyżej awarie na sieci ciepłowniczej spowodowane były przede wszystkim nieszczelnością rurociągu, która pojawiła się na skutek jego korozji. Aby zapobiec takim problemom w przyszłości, należałoby zastosować izolację o większej grubości w porównaniu do standardowo stosowanych. Taką zmianę powinno się wykonać zarówno na zasilaniu, jak i na powrocie sieci. Z badań wynika, że na przewodach o średnicy od DN 50 do DN 200 koszt takiej modernizacji zwraca się w ciągu około 6-8 lat. Przy zakładanej żywotności sieci ciepłych na poziomie 30 lat taki czas zwrotu poniesionych kosztów jest jak najbardziej do zaakceptowania.

Węzły ciepłe to końcowy element sieci ciepłowniczej. Ze względu na duże zaawansowanie technologiczne tych elementów (armatura, urządzenia techniczne) często występują tu liczne usterki i awarie (tab. 11.3).

Tabela 11.3. Zestawienie awarii na węzłach ciepłych w latach 2018-2021

Rodzaje awarii	2018/2019	2019/2020	2020/2021
Pompa obiegowa	1	0	2
Czujnik ciśnienia	1	0	0
Wymiennik c.o.	1	0	0
Zawór regulacyjny	0	1	1
Pompa cyrkulacyjna	0	1	0
Elektrozawór	0	1	0
Wymiennik c.w.u.	0	0	1

Źródło: opracowanie własne

Zestawienie zawarte w tabeli 11.3 pokazuje, że najczęściej usterek i wymianom ulegają części mechaniczne. Ich awaryjność bezpośrednio przekłada się na koszty eksploatacyjne wymienników ciepłych. Ma to wpływ na pojawiające się przerwy w dostawie ciepła i koszty ponownego uruchamiania węzła ciepłego (mechaniczne i dozоровe). Z licznych rozmów z inżynierami działu automatyki wynika, że dotychczas nie został wprowadzony obligatoryjny wykaz armatury, która spełnia wymogi techniczne, a cechuje ją wytrzymałość i niski stopień awaryjności. W związku z powyższym, dobrym rozwiązaniem byłoby zastosowanie standaryzacji armatury i urządzeń grzewczych. Istotne jest, aby wszystkie powstałe usterki czy awarie na sieciach ciepłowniczych, w źródle ciepła, jak i w węzłach ciepłych, były niezwłocznie usuwane. Promienisty układ sieci pozwala na przesyłanie ciepła tylko w jednym kierunku, tzn. od źródła ciepła do odbiorcy. W razie awarii układu sieci ciepłowniczej istnieje duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw ciepła do odbiorców.

11.4.2. Analiza natężenie przepływu nośnika ciepła i stopień jego wykorzystania

Natężenie przepływu nośnika ciepła stanowi istotną informację dotyczącą stopnia obciążenia sieci ciepłowniczej i jest przesłanką do oceny wykorzystania zdolności przesyłowych magistrali. Średni roczny stopień obciążenia sieci ciepłowniczej obliczany jest jako iloraz średniorocznych przepływów rzeczywistych odniesiony do przepływów nominalnych (wynikających z mocy zamówionej). W tabeli 11.4 zostały zebrane dane dotyczące natężenia przepływu nośnika ciepła oraz stopień wykorzystania zdolności przesyłowych.

Tabela 11.4. Natężenie przepływu nośnika ciepła oraz stopień wykorzystania zdolności przesyłowych

Sezon grzewczy	Przepływ obliczeniowy	Max dobowy	Min. dobowy	Max	Min.	Średni
	[m ³ /h]	[m ³ /h]	[m ³ /h]	[%]	[%]	[%]
2018/2019	1472	892	106	61	7	34
2019/2020	1377	810	152	59	11	35
2020/2021	1401	792	268	56	19	38

Źródło: opracowanie własne

Z analizy danych zamieszczonych w tabeli 11.4 wynika, że największy przepływ uzyskano w sezonie 2018/2019, a najniższy w 2020/2021. Różnica w wielkości tych przepływów wyniosła 7%. Średni dobowy stopień wykorzystania sieci ciepłowniczej dla wszystkich analizowanych sezonów grzewczych wyniósł 36%. Wraz ze wzrostem różnicy pomiędzy przepływem nominalnym a rzeczywistym zwiększają się straty dla przedsiębiorstwa. Ekonomicznym rozwiązaniem byłaby możliwość obniżania temperatury nośnika ciepła. Spowodowałoby to wzrost ciśnienia oraz przepływu (regulacja ilościowo-jakościowa). Jednak ze względów technologicznych i ograniczeń energetycznych możliwość zmiany temperatury i przepływu nośnika ciepła nie mogą być realizowane według aktualnych potrzeb. Wpływa to na koszty eksploatacyjne, a co za tym idzie, spada rentowność urządzeń i sieci. W związku z powyższym, w dalszej części zostanie przeanalizowany jeden z ważniejszych czynników mających bezpośredni wpływ na pobór ciepła przez odbiorców końcowych, czyli temperatura zewnętrzna.

11.4.3. Analiza temperatur zasilania i powrotu

W sezonie grzewczym 2020/2021 przedsiębiorstwo ciepłownictwa wprowadziło regulację ilościowo-jakościową dostaw ciepła. Temperatura zasilania programowana jest zgodnie z tabelą regulacji temperatury wody sieciowej dla systemu ciepłowniczego. Nie istnieje możliwość zmian temperatury w odpowiedzi na dynamicznie zmieniającą się temperaturę zewnętrzną z uwagi na uwarunkowania technologiczne

i techniczne sieci. Średnia częstotliwość zmiany zadawania parametrów obejmuje czas nie krótszy niż co 3 godziny. W tabeli 11.5 zaprezentowano zgodność rzeczywistych temperatur nośnika ciepła z tabelą regulacyjną dla poszczególnych sezonów grzewczych.

Tabela 11.5. Porównanie średnich temperatur zasilania i powrotu z tabelą regulacyjną

Sezon grzewczy	Miesiąc	t _z	T _Z	T _P	T _Z (TR)	T _P (TR)	Różnica	Różnica
			A	B	C	D	A-C	B-D
		[°C]						
2018/2019	X	10	70	45	68	46	2	-1
	XI	7	79	49	70	47	9	2
	XII	-1	86	51	92	57	-6	-6
	I	-2	90	52	94	58	-4	-6
	II	0	87	57	90	56	-3	1
	III	0	77	48	90	56	-13	-8
	IV	9	71	45	68	46	3	-1
2019/2020	X	10	70	45	67	45	3	0
	XI	7	74	45	70	47	4	-2
	XII	-1	91	52	92	57	-1	-5
	I	-2	92	53	94	58	-2	-5
	II	0	86	51	90	56	-4	-5
	III	0	87	51	90	56	-3	-5
	IV	9	74	47	68	46	6	1
2020/2021	X	11	67	42	67	46	0	-4
	XI	6	74	45	73	49	1	-4
	XII	3	82	48	83	53	-1	-5
	I	0	86	50	90	56	-4	-6
	II	4	79	47	79	51	0	-4
	III	8	72	45	69	46	3	-1
	IV	13	67	43	66	46	1	-3

t_z – średnia temperatura zewnętrzna, T_Z – średnia temperatura zasilania, T_P – średnia temperatura powrotu, T_Z(TR) – średnia temperatura zasilania wg tabeli regulacyjnej, T_P(TR) – średnia temperatura powrotu wg tabeli regulacyjnej

Źródło: opracowanie własne

Z rozważanego okresu (tab. 11.5) wynika, że największe odchyłki miały miejsce w sezonie grzewczym 2018/2019, natomiast najniższe w sezonie 2019/2020. Jeśli przeanalizuje się różnicę między temperaturami na zasilaniu (rzeczywistymi i z tabeli regulacyjnej), to przy ujemnych oraz zerowych wartościach temperatur powietrza zewnętrznego mamy sytuację z otrzymaniem niepełnej wartości temperatury zamawianej. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest konieczność uruchomienia dodatkowego kotła w źródle ciepła, co przekłada się na czas potrzebny do realizacji tego zamówienia. W przypadku temperatur na powrocie (B-D) można zauważyć większy niż zamawiany rozbiór energii, czyli potrzeby odbiorców są większe niż prognozowano. Dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego jest to krótkotrwała korzyść, niewpływająca na komfort cieplny konsumentów. Gdy amplituda dobową temperatury zewnętrznej cechuje się dużą zmiennością, to różnica temperatur nośnika (B-D) wykazuje również duże odchyły. Powoduje to niespełnienie warunków umowy, dotyczącej wysokości temperatur dostarczanych. Jeżeli sytuacja taka utrzymywałaby się przez dłuższy czas, wówczas odbiorcy końcowi mogliby wystąpić o rekompensatę finansową.

11.4.4. Analiza przekroczenia zamówionej mocy cieplnej i obliczeniowego natężenia przepływu nośnika ciepła

Rzeczywisty pobór mocy cieplnej zależy od warunków atmosferycznych. Dla analizowanej grupy odbiorców ciepła temperatura obliczeniowa wynosi -20°C (trzecia strefa klimatyczna). Tabela 11.6 przedstawia wykorzystanie mocy zamówionej w zależności od temperatury zewnętrznej dla trzech sezonów grzewczych.

Z danych zamieszczonych w tabeli 11.6 wynika, iż wskaźnik pokrycia mocy cieplnej osiągał najwyższą wartość w miesiącach, w których występowały najniższe średnie miesięczne temperatury zewnętrzne, najwyższą wartość, równą 52%, uzyskując w lutym 2018 roku. Przy temperaturach powyżej 5°C zauważalny jest znaczący spadek wykorzystania mocy cieplnej. Średnio wskaźnik ten wyniósł około 20%. Można stwierdzić, że im bardziej jest stabilna dobową temperatura zewnętrzna, tym istnieje lepsza możliwość prognozowania pracy sieci oraz potrzeb odbiorców. Tym samym można ograniczać straty ciepła w sieci. W przypadku natężenia przepływu nośnika ciepła sytuacja przedstawia się w podobny sposób. Wielkość ta również jest mocno zależna od warunków zewnętrznych, wykazując wyższe wartości wskaźnika pokrycia dla niższych wartości temperatur zewnętrznych. W przypadku zwiększonego odbioru ciepła wskaźnik pokrycia natężenia nośnika ciepła wzrasta. Przy maksymalnym obciążeniu sieci ciepłowniczej wskaźnik będzie dążył do 100%. W miesiącach, w których nastąpiła najniższa średnia temperatura zewnętrzna, wskaźnik osiąga najwyższą wartość. W analizowanym okresie najwyższą wartość wskaźnik osiągnął w grudniu 2018 roku i wyniósł on 67%. Analiza tego obszaru wskazuje na przewagę regulacji ilościowej nad jakościową, co podyktowane jest optymalizacją kosztów zakupionego ciepła w źródle.

Tabela 11.6. Zestawienie wskaźników pokrycia mocy i nośnika ciepła w analizowanych sezonach grzewczych

Sezon grzewczy	Miesiąc	t_z	Moc_z	Moc_d	W1	Przeptyw obl.	Przeptyw rz.	W2
		[°C]	[MW]	[MW]	[%]	[m ³ /h]	[m ³ /h]	[%]
2018/2019	X	10	65,88	15,53	24	1170,73	567,79	48
	XI	5	67,01	26,45	39	1190,81	694,27	58
	XII	4	67,36	27,57	41	1197,03	799,26	67
	I	0	83,20	32,47	39	1478,52	843,55	57
	II	-4	82,50	42,74	52	1466,08	875,21	60
	III	6	82,85	28,02	34	1472,30	856,19	58
	IV	11	82,84	18,49	22	1472,12	667,57	45
2019/2020	X	9	82,94	15,28	18	1473,90	618,81	42
	XI	7	83,45	20,71	25	1482,96	756,80	51
	XII	-1	83,48	31,96	38	1483,49	813,48	55
	I	-2	77,50	34,36	44	1377,23	830,10	60
	II	0	77,50	31,04	40	1377,23	835,86	61
	III	0	77,50	30,57	39	1377,23	828,55	60
	IV	9	77,50	18,49	24	1377,23	642,73	47
2020/2021	X	11	80,08	15,45	19	12423,01	649,23	46
	XI	6	80,43	22,17	28	1429,29	767,80	54
	XII	3	80,44	28,14	35	1429,47	818,39	57
	I	0	78,79	30,99	39	1400,15	831,68	59
	II	4	78,83	24,75	31	1400,86	766,14	55
	III	8	78,78	12,90	16	1399,97	447,39	32
	IV	12	78,81	10,00	13	1400,51	420,00	30

t_z – średnia temperatura zewnętrzna, Moc_z – moc zamówiona, Moc_d – moc dostarczona, W1 – wskaźnik pokrycia mocy, W2 – wskaźnik pokrycia nośnika ciepła, obl. – obliczeniowy, rz. – rzeczywisty

Źródło: opracowanie własne

Podsumowanie

Ogólny stan Magistrali Północnej jest zadowalający. Ruch sieciowy odbywa się zgodnie z tabelą regulacyjną, tylko z niewielkimi odchyleniami. Analizowany przedział czasowy nie przedstawia niepokojących zjawisk, mogących pogorszyć standardy dostawy ciepła do odbiorców. Niemniej jednak należy podjąć działania zmierzające do optymalizacji pracy sieci ciepłowniczej. Do kluczowych przedsięwzięć, mogących ulepszyć pracę sieci, należą: modernizacja sieci kanałowej na nowoczesne sieci w technologii preizolowanej wraz z likwidacją komór, wymiana starej

izolacji termicznej z włókna szklanego na izolację łupkową z poliuretanu, wprowadzenie izolacji armatury ciepłowniczej (zasuwy, zawory). W dalszej perspektywie należy zastanowić się nad koncepcją połączenia sieci pierścieniowo. Decyzja ta spowodowałaby zmniejszenie kosztów przesyłu, zwiększenie wskaźników pokrycia natężenia nośnika ciepła oraz mocy cieplnej, a jednocześnie znacznie poprawi bezpieczeństwo przesyłu, a tym samym komfort odbiorców końcowych.

Zmiany powinny dotyczyć również źródła ciepła. Analizując potrzeby miasta, słuszną wydaje się koncepcja budowy małego źródła ciepła w kogeneracji, a zaspokajająca oczekiwania cieplne poza sezonem grzewczym. Ujednoczenie typów montowanych sterowników (jeden producent) w węzłach ciepłowniczych ułatwiły proces konserwacji i komunikacji z pozostałymi urządzeniami sieciowymi. Trzeba również zoptymalizować działania w zakresie czynnika ludzkiego. Dotyczyć to powinno obowiązkowych szkoleń i podnoszenia kompetencji informatycznych kadry dyspozytorów. Wprowadzenie monitoringu izolacji termicznej nowo budowanych rurociągów wraz ze stworzeniem grupy mobilnej odpowiedzialnej za terenową kontrolę wymienionych obiektów, a docelowo monitoringu on-line dopełniłoby łańcuch z zakresu modernizacji.

Należy również podkreślić, iż działania edukacyjne i promocyjne, wzrost świadomości ekologicznej społeczeństwa oraz możliwość otrzymania dotacji unijnych na restrukturyzację systemów ciepłowniczych stanowią przesłanki do przechodzenia z kotłowni indywidualnych na rzecz miejskiej sieci ciepłowniczej.

Podziękowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- Bordin C., Gordini A., Vigo D. (2016), *An optimization approach for district heating strategic network design*, European Journal of Operational Research, 252(1), s. 296-307.
- Jachura A., Sekret R. (2013), *Efektywność energetyczna miejskiego systemu ciepłowniczego*, Instal, 7-8, s. 7-12.
- Jachura A., Sekret R. (2015), *Poprawa wykorzystania mocy cieplnej miejskiego systemu ciepłowniczego poprzez uwzględnienie krótkookresowego zapotrzebowania na ciepło*, Rynek Energii, 5(120), s. 24-30.
- Jeandaux C., Videau J-B., Prieur-Vernat A. (2021), *Life cycle assessment of district heating systems in Europe: Case study and recommendations*, Sustainability, 13, 11256, DOI: 10.3390/su132011256.
- Krug R., Mehrmann V., Schmidt M. (2021), *Nonlinear optimization of district heating networks*, Optimization and Engineering, 22, s. 783-819.
- Lumbreras M., Garay-Martinez R., Arregi B., Martin-Escudero K., Diarce G., Raud M., Hagu I. (2022), *Data driven model for heat load prediction in buildings connected to district heating by using smart heat meters*, Energy, 239, DOI: 10.1016/j.energy.2021.122318.

- Pagania M., Mairea P., Korosec W., Chokania N., Abhari R.S. (2020), *District heat network extension to decarbonise building stock: A bottom-up agent-based approach*, Applied Energy, 272, DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115177.
- Sayegh M., Danielewicz J., Nannou T., Miniewicz M., Jadwiszczak P., Piekarska K., Jouhara H. (2017), *Trends of European research and development in district heating technologies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 68, s. 1183-1192.
- Weinberger G., Amiri S., Moshfegh B. (2021), *Investigating techno-economic effects and environmental impacts of energy renovation of residential building clusters on a district heating system*, Energy and Buildings, 251, 111327, DOI: 10.1016/j.enbuild.2021.111327.
- Werner S. (2017), *International review of district heating and cooling*, Energy, 137, s. 617-631.

OPTIMIZATION OF THE OPERATION OF THE HEATING NETWORK ON THE EXAMPLE OF THE POLISH HEATING SYSTEM

Abstract: The chapter presents the operation of the municipal heating network in accordance with the applicable operational requirements, together with the analysis of the weakest elements of the system. Factors influencing heat losses, the degree of utilization of the achievable thermal power, the failure rate of individual network elements were determined and the network operation in real conditions was compared with the values from the regulatory table. Solutions were proposed to increase energy efficiency and optimize the operation of a heating system with a capacity of 320 MW and a total length of 23 km.

Keywords: energy demand, heating network, work optimization

12. ANALIZA MOŻLIWOŚCI PRODUKCJI CIEPŁA, ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CHŁODU ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH DLA WYBRANEGO OBIEKTU

Agnieszka Jachura

Politechnika Częstochowska
Wydział Infrastruktury i Środowiska

Streszczenie: Przedstawiono zastosowanie nowoczesnych i efektywnych systemów grzewczych wykorzystujących paliwa kopalne i odnawialne źródła energii na przykładzie zestawienia różnych rozwiązań dla typowego budynku jednorodzinnego. Celem pracy było przeprowadzenie oceny porównawczej systemów grzewczych/chłodu oraz produkcji energii elektrycznej pod względem energetycznym, ekonomicznym i ekologicznym. Zaproponowano koncepcje systemów bazujących na kotle gazowym, pompach ciepła oraz ogniwach fotowoltaicznych. Dla omawianego budynku korzystniejszym rozwiązaniem okazało się zastosowanie instalacji opartej na gazowym kotle kondensacyjnym. Z analizy ekonomicznej wynika, że przy założonym cyklu życia (15 lat) całkowity koszt instalacji współpracującej z kotłem gazowym jest niższy niż w przypadku pomp ciepła o 44-46%. Również koszty początkowe w tym wariantcie są o blisko połowę niższe w porównaniu z pozostałymi rozwiązaniami. Oceny środowiskowe wykazały niższe roczne emisje zanieczyszczeń i 3-krotnie niższą emisję równoważną również dla wariantu z kotłem gazowym.

Słowa kluczowe: analiza ekonomiczna, ocena środowiskowa, odnawialne źródła energii

Wprowadzenie

Zarówno w skali globalnej, jak i lokalnej zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, jakości i niezawodności dostaw, poprawa efektywności wykorzystania paliw i energii oraz ochrona środowiska naturalnego są zagadnieniami kluczowymi. Produkcja energii w oparciu o technologie konwencjonalne skutkuje emisją szkodliwych substancji do otoczenia i degradacją środowiska naturalnego (Mouzeviris, Papakostas 2021, s. 69; Zhang i in. 2022, s. 22). Ponadto ograniczona dostępność

paliw kopalnych oraz coraz wyższe ceny wymuszają poszukiwanie alternatywnych źródeł energii. Jednym ze sposobów poszanowania energii i ochrony środowiska jest zastępowanie tradycyjnych paliw odnawialnymi źródłami energii (Jędrzejuk, Chwieduk 2021, s. 17; Kryjak 2022, s. 4). Według danych GUS, udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce wyniósł w 2020 r. 16,13%. W domach jednorodzinnych do celów grzewczych najczęściej wykorzystuje się: energię słoneczną, energię otoczenia budynku (pompy ciepła) oraz energię biomasy (Sowa 2020, s. 19; Paredes-Sánchez i in. 2021, s. 22). W Polsce udział budynków w całkowitym zużyciu energii wynosi około 42%, podczas gdy ogrzewanie (chłodzenie) stanowi 72% wszystkich potrzeb, a kolejne 15% przygotowanie c.w.u. (Jachura 2018, s. 8). Mając to na uwadze, oszczędność i racjonalizacja zużycia energii powinny dotyczyć działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej m.in. systemów zasilających budynki w energię (Mularczyk 2016, s. 133). Wybór odpowiedniego systemu wykorzystującego OZE powinien uwzględniać potrzeby budynku i jego charakterystykę cieplną, warunki klimatyczne i lokalne oraz opłacalność ekonomiczną, zapewniając równowagę pomiędzy wymaganymi nakładami inwestycyjnymi a oszczędnościami uzyskanymi podczas eksploatacji, pamiętając również o środowisku naturalnym. W związku z powyższym w pracy poruszono temat zastosowania nowoczesnych i efektywnych systemów zasilania w ciepło, chłód i elektryczność, wykorzystujących paliwa kopalne oraz odnawialne źródła energii na przykładzie analizy porównawczej różnych wariantów dla wybranego budynku jednorodzinnego.

12.1. Dobór rozwiązań technicznych

Do przeprowadzenia oceny wybrano typowy budynek jednorodzinny, niepodpiwniczony, jednokondygnacyjny z poddaszem użytkowym. Jest to obiekt projektowany, o powierzchni użytkowej 156,73 m². Przyjęto, że w budynku będą mieszkać 4 osoby. Do analizy możliwości produkcji ciepła/chłodu na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej przyjęto pięć wariantów technicznych.

Wariant 1. Źródłem ciepła dla instalacji będzie kocioł gazowy kondensacyjny typu ecoTEC VC146/5-5 o mocy nominalnej 14 kW firmy Vaillant. Dodatkowo, w ramach wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych instalacja grzewcza będzie wspomagana przez zestaw solarny 3TLPAm-300 firmy Hewalex. Układ solarny przeznaczono do podgrzewania ciepłej wody użytkowej dla 3-5-osobowej rodziny. Na zestaw ten składają się 3 kolektory płaskie typu KS2000 TLP Am o łącznej powierzchni czynnej 5,4 m² oraz 2-wężownicowy podgrzewacz c.w.u. o pojemności 300 l.

Wariantu 2. Jako źródło ciepła/chłodu dla pomieszczeń i podgrzewu wody użytkowej wybrano gruntową pompę ciepła typu solanka/woda z regulatorem Vitocal 350-G-BW 351.A07 firmy Viessmann. Dolne źródło ciepła dla pompy stanowi

grunt. Energia odnawialna z gruntu pobierana jest za pomocą sond gruntowych, zlokalizowanych na głębokości 62 m. Charakteryzują się one wysokim całorocznym współczynnikiem sprawności, dzięki utrzymywaniu ciągle wysokich temperatur w głębokim gruncie. Solarny absorber powietrza, o wydajności 1,8 m³/h, wykonany jest z rur PE DN32 mm, SDR11. Pojemność dla zasobnika ciepłej wody użytkowej wynosi 200 litrów. W tym rozwiązaniu istnieje możliwość produkcji ciepła na cele centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej oraz chłodu. Chłodzenie odbywa się przez oddzielny obieg chłodzący. Obieg chłodniczy wyposażony jest w elektroniczny zawór rozprężny z niezależnym obiegiem regulacyjnym.

Wariant 3. Układ składa się z powietrznej pompy ciepła typu powietrze/woda z regulatorem Vitocal 200 S AWB 201 A/B 10 firmy Viessmann. Dolne źródło ciepła dla tego rozwiązania stanowi powietrze. Pojemność dla zasobnika ciepłej wody użytkowej wynosi 200 litrów. W tym rozwiązaniu mamy możliwość produkcji ciepła na cele centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej oraz chłodu.

Do analizy możliwości produkcji energii elektrycznej przyjęto zastosowanie ogniw fotowoltaicznych w systemie on-grid oraz off-grid.

Wariant 4. Jest to system on-grid, w jego skład wchodzi 18 modułów fotowoltaicznych polikrystalicznych SV60P. Ogniwa produkowane są przez polską firmę Selfa GE S.A., natomiast inwerter typu Symo 3.7-3-M, akcesoria łączeniowe (okablowanie solarne, konektory MC4) oraz system montażowy są firmy Fronius.

Wariant 5. To tak zwany system off-grid, składający się z 23 modułów fotowoltaicznych polikrystalicznych SV60P. Aby analiza była bardziej wiarygodna i miarodajna, podobnie jak we wcześniejszym rozwiązaniu, w tym użyto takich samych ogniw fotowoltaicznych, które produkowane są przez polską firmę Selfa GE S.A. Natomiast inwerter typu Symo 4.5-3-M, regulator ładowania, akumulator, akcesoria łączeniowe (okablowanie solarne, konektory MC4) oraz system montażowy pochodzą z firmy Fronius.

Podstawą tego opracowania są przedstawione w metodyce wzory i zależności oraz katalogi i dane producentów urządzeń instalacyjnych oraz dostawców nośników energii. Na potrzeby analizy założono, że instalacja ciepłownicza w każdym wariantcie jest taka sama. Porównano zatem trzy warianty kotłowni z możliwością chłodzenia lub bez oraz dwa scenariusze produkcji energii elektrycznej.

12.2. Analiza energetyczno-ekonomiczna

Podstawowym kryterium w doborze systemu grzewczego budynku mieszkalnego jest ocena techniczno-ekonomiczna. W niniejszym opracowaniu analizę ekonomiczną przeprowadzono metodą LCC (*Life Cycle Cost*). Metoda ta pozwala na oszacowanie całkowitych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych systemu grzewczego w założonym cyklu życia na podstawie równania (12.1):

$$LCC = IC + \sum^n [COF_t / (1 + s)^t] \text{ [zł]} \quad (12.1)$$

gdzie:

IC – koszty inwestycyjne [zł],

COF – roczne koszty eksploatacyjne [zł],

n – zakładana liczba lat cyklu życia systemu,

t – kolejny rok użytkowania systemu,

s – realna stopa oprocentowania (dyskontowa) [%].

Do analizy charakterystyki energetycznej wykorzystano wskaźnik EP, który odnosi się do zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej przez budynek w ciągu roku. Opisuje go wzór:

$$EP = Q_p / A_f \text{ [kWh/m}^2 \cdot \text{rok]} \quad (12.2)$$

gdzie:

Q_p – roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną dla systemów technicznych [kWh/rok],

A_f – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza [m²].

Rachunek ekonomiczny według równania (12.1) jest w dużej mierze uzależniony od realnej stopy procentowej. Według danych NBP, realna stopa procentowa zmieniła się znacząco na przestrzeni lat i jest trudna do dokładnego przewidzenia. W związku z powyższym rachunek ekonomiczny w tej pracy będzie prowadzony na podstawie cen stałych. W celu oszacowania kosztów cyklu życia systemu nakłady inwestycyjne obejmowały: koszty zakupu i uruchomienia. Koszty użytkowania systemu przyjęto jako sumę kosztów zużywanego paliwa i kosztów serwisu w okresie eksploatacji systemu. Cena paliwa gazowego, stawka opłaty stałej i zmiennej oraz opłata abonamentowa zostały przyjęte na podstawie taryfy dostawcy gazu. Wartości poszczególnych składników ceny całkowitej przyjęto na podstawie taryfy dostawcy energii elektrycznej.

12.3. Emisja zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery

Emisja ekwiwalentna (zastępcza) to całkowita ilość zanieczyszczeń z określonego źródła ich powstawania, przeliczona na emisję dwutlenku siarki. Pozwala to na porównanie stopnia uciążliwości zanieczyszczenia o różnym stopniu toksyczności. Stanowi ona sumę iloczynów rzeczywistej emisji i współczynnika toksyczności. Wielkość emisji ze źródła obliczono metodą wskaźnikową według równania (12.3):

$$E_t = C \cdot W_t \text{ [kg/rok]} \quad (12.3)$$

gdzie:

E_t – rzeczywista emisja zanieczyszczenia [kg/rok],

C – roczne zużycie nośnika energii [kWh/rok] lub [m^3 /rok],

W_t – wskaźnik emisji zanieczyszczenia [kg/kWh] lub [kg/m^3].

Wskaźniki emisji przyjęto zgodnie z danymi Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami. Współczynniki toksyczności zanieczyszczeń wyznaczono na podstawie rozporządzenia w sprawie wartości referencyjnych dla niektórych substancji w powietrzu (KobiZE 2021).

12.4. Analiza wyników

Dla domu jednorodzinnego łączne projektowe obciążenie cieplne wyniosło 7,69 kW, gdzie projektowana strata ciepła przez przenikanie wyniosła 5,55 kW, a projektowa wentylacyjna strata ciepła 2,14 kW. Zestawienie rozwiązań technicznych do produkcji ciepła, chłodu i energii elektrycznej, z podziałem na moc urządzeń oraz ilość dostarczanej energii, przedstawiono w tabeli 12.1.

Tabela 12.1. Moce oraz ilość energii dostarczanej przez analizowane systemy

Rozwiązanie	Moc [kW]	Energia [GJ]	Produkcja
Wariant 1	kocioł 14 kolektor 0,17	kocioł 50,2 kolektor 5,4	ciepło
Wariant 2	pompa 7,35 pompa 5,86	pompa 36 pompa 3,6	ciepło chłód
Wariant 3	pompa 7,7 pompa 7,4	pompa 36 pompa 3,6	ciepło chłód
Wariant 4	ogniwa 5,04 sieć 5,0	ogniwa 15,86 sieć 6,12	prąd
Wariant 5	ogniwa 6,44 sieć 5,0	ogniwa 20,04 sieć 6,12	prąd

Źródło: opracowanie własne

Z danych zamieszczonych w tabeli 12.1 wynika, że w przypadku produkcji ciepła z wykorzystaniem kotła gazowego zużycie energii jest o 28% większe w porównaniu z pompami ciepła. Jednak nominalna moc kotła jest prawie dwa razy większa niż pomp ciepła. Dodatkowo kocioł wspomagany jest zestawem kolektorów słonecznych, które pokrywają zapotrzebowanie na ciepło prawie w 10%. Niewątpliwą zaletą obu pomp ciepła jest możliwość wykorzystania ich do chłodzenia pomieszczeń. Do realizacji tego procesu pompy zużywają 10-krotnie mniej energii niż podczas ogrzewania domu. Dla wariantu 4 w przypadku produkcji prądu zużywa się o 22% mniej energii niż w wariacie 5. Jednak udział ogniw fotowoltaicznych

(wariant 5) w produkcji energii elektrycznej w odniesieniu do sieci elektroenergetycznej jest o około 5% większy niż w rozwiązaniu 4.

Jako wskaźniki ekonomiczne do obliczeń przyjęto okres użytkowania systemów, wynoszący $n = 15$ lat, natomiast stopę dyskontu, czyli procentowy poziom określający wartość pieniądza w czasie, przyjęto na poziomie 4%. W tabeli 12.2 przedstawiono porównanie składowych kosztów LCC dla analizowanych wariantów.

Tabela 12.2. Zestawienie składowych kosztów LCC dla analizowanych wariantów

Koszty [zł]	Warianty				
	1	2	3	4	5
COF	7107	13 087	13 087	1580	1580
IC	23 519	50 710	37 199	33 021	39 181
LCC	103 831	199 464	182 703	50 591	56 751

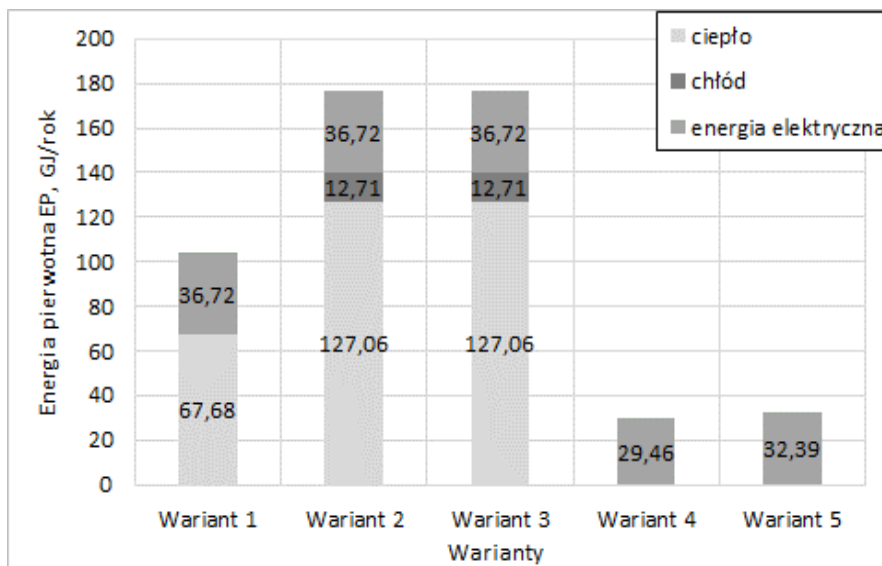
COF – roczne koszty eksploatacyjne, IC – koszty inwestycyjne, LCC – całkowite koszty inwestycyjne i eksploatacyjne.

Źródło: opracowanie własne

Całkowity koszt poniesiony w 15-letnim cyklu użytkowania systemów dla analizowanego budynku, wg cen stałych, obliczony na podstawie wzoru (12.1) wynosi: dla kotła gazowego i kolektorów słonecznych 103 830,97 zł, dla gruntowej pompy ciepła 199 464,04 zł, dla powietrznej pompy ciepła 182 703,17 zł, dla systemu on-grid 50 590,96 zł, dla systemu off-grid 56 751,23 zł. W przyjętym okresie 15 lat użytkowania systemu kotła gazowego z kolektorami słonecznymi koszty początkowe wynoszą 23 519,00 zł, co stanowi niespełna 23% kosztów całkowitych. W przypadku systemów, gdzie zastosowano pompy ciepła, nakłady początkowe są wyższe i odpowiednio przy gruntowej pompie ciepła wynoszą 507 09,97 zł, co stanowi 26% LCC, natomiast przy powietrznej pompie ciepła 37 199,00 zł, co stanowi 20%. W przyjętym okresie 15 lat użytkowania systemu w wariantach 4 i 5 koszty początkowe to 33 020,52 zł, co stanowi 65% kosztów całkowitych. W przypadku wariantu 5 nakłady początkowe są wyższe i wynoszą 39 180,79 zł, co odpowiada 69% LCC. Koszty operacyjne stanowią, odpowiednio, dla wariantów 1, 2 i 3, 77, 74, 80% i zależą w dużej mierze od cen gazu ziemnego w pierwszym wariantach oraz cen energii elektrycznej w drugim i trzecim wariantach. Z całkowitych kosztów LCC wynika, że korzystniejszym rozwiązaniem jest system grzewczy oparty na kotle gazowym. Całkowity koszt LCC poniesiony w trakcie 15 lat użytkowania jest dla niego niższy o 95 633 zł w odniesieniu do kosztu LCC układu pompy ciepła w drugim wariantach, co stanowi 48% oszczędności w całym cyklu życia.

Do analizy energetycznej jako wskaźnik przyjęto nieodnawialną energię pierwotną EP, potrzebną do wytworzenia ciepła, chłodu i energii elektrycznej, jaką budynek zużywa w ciągu roku, obliczoną z zależności (12.2). Na rysunku 12.1

przedstawiono dla rozpatrywanych wariantów zużycie energii pierwotnej na potrzeby ogrzewcze, chłodnicze i energię elektryczną.



Rys. 12.1. Roczne zużycie energii pierwotnej dla analizowanych wariantów

Źródło: opracowanie własne

Dane zawarte na rysunku 12.1 pokazują, że w przypadku zastosowania kotła gazowego i kolektorów słonecznych wskaźnik EP wynosi 104,40 GJ/rok, natomiast niezależnie, jaki rodzaj pompy ciepła będzie zastosowany, wskaźnik EP będzie większy i będzie wynosił 176,49 GJ/rok. W przypadku zastosowania 18 sztuk ogniw fotowoltaicznych w systemie on-grid wskaźnik ten wynosi 29,46 GJ/rok, natomiast przy instalacji off-grid z 24 sztukami ogniw wskaźnik EP będzie równy 32,39 GJ/rok. Porównując zużycie energii pierwotnej na cele grzewcze, widać, że w wariantach 2 i 3 wartość ta jest dwukrotnie większa w porównaniu do wariantu 1. W przypadku produkcji energii elektrycznej różnice są nieznaczne, z korzyścią dla wariantu 4, którego wartość jest mniejsza o około 9% w odniesieniu do wariantu 5.

W celu oceny wpływu produkcji ciepła (chłodu) i energii elektrycznej w analizowanym budynku na środowisko obliczono ilość głównych zanieczyszczeń emitowanych do powietrza, tj.: SO₂, NO_x, CO, CO₂ oraz pyłu. Na podstawie rocznej wielkości emisji obliczono redukcję ilości emitowanych zanieczyszczeń w jednostkach wagowych. W celu porównania stopnia uciążliwości środowiskowej określono emisję równoważną (ekwiwalentną) dla kotła gazowego i pompy ciepła. Ponieważ emisje zanieczyszczeń w przypadku pomp ciepła (warianty 2 i 3) są takie same, podobną sytuację mamy w wariantach 4 i 5, w tabeli 12.3 przedstawiono poszczególne emisje

zanieczyszczeń dla kotła gazowego, pompy ciepła i sieci elektroenergetycznej oraz efekt ekologiczny wynikający z porównania emisji dla kotła gazowego i pomp ciepła.

Tabela 12.3. Roczne emisje poszczególnych zanieczyszczeń dla analizowanych wariantów

Warianty	1	2 i 3	4 i 5	EE [kg/rok]	ER [kg/rok]	
	Emisja [kg/rok]				KG	PC
SO ₂	1,412	18,35	7,338	-16,938	1,41	18,35
NO _x	5,453	12,31	7,577	-6,857	15,81	35,71
CO	1,068	2,801	2,957	-1,733	0,53	1,4
CO ₂	7254	16743	1741	-9489	-	-
Pył	0,054	0,763	0,039	-0,709	0,16	2,21
Całkowita emisją równoważna					17,92	57,67

EZ – emitowane zanieczyszczenia, EE – efekt ekologiczny, ER – emisja równoważna, KG – kocioł gazowy, PC – pompa ciepła

Źródło: opracowanie własne

Wartości emisji wszystkich emitowanych zanieczyszczeń (tab. 12.3) są niższe w przypadku instalacji grzewczej opartej na gazowym kotle kondensacyjnym. W wariantach z pompą ciepła następuje znaczny wzrost emisji zanieczyszczeń w odniesieniu do kotła gazowego. W obu przypadkach ponad 99% całkowitej emisji to dwutlenek węgla. Należy jednak zaznaczyć, że w przypadku gazowego kotła kondensacyjnego mamy do czynienia z niską emisją, lokalnie oddziałującą na środowisko. W przypadku energii elektrycznej, wykorzystywanej do pracy pomp ciepła, mamy do czynienia z wysoką emisją, gdzie zanieczyszczenia emitowane są w elektrowniach i przenoszone są na większe odległości. Można zauważyć, że system składający się z kotła gazowego i kolektorów słonecznych emituje do atmosfery ponad dwa razy mniej CO₂ podczas pracy aniżeli pompy ciepła. Emisja ekwiwalentna z pompy ciepła wynosi 57,67 kg/rok i jest ponad 3-krotnie wyższa niż w systemie opartym na kotle gazowym, dla którego wyliczona emisja ekwiwalentna wynosi 17,92 kg/rok. W przypadku wariantów 4 i 5, odnoszących się do sposobu produkcji energii elektrycznej, uzyskane emisje zanieczyszczeń są takie same. Oczywiście w obu tych rozwiązaniach mamy do czynienia z tzw. emisją wysoką, wynikającą z produkcji prądu w elektrowni. Same ogniwa fotowoltaiczne, podobnie jak kolektory słoneczne, nie wykazują negatywnych wpływów środowiskowych. Ich emisja zanieczyszczeń wynosi zero. Porównując wyniki analizy środowiskowej dochodzimy do wniosku, że wybór wariantu systemu grzewczego opartego na gazowym kotle kondensacyjnym jest korzystniejszy, ponieważ ma mniejszy wpływ na środowisko w skali globalnej, biorąc pod uwagę roczną emisję poszczególnych zanieczyszczeń oraz ekwiwalentną emisję.

Podsumowanie

Na podstawie analizy porównawczej zaproponowanych rozwiązań systemów do produkcji ciepła, chłodu i energii elektrycznej, z uwzględnieniem kryteriów energetycznych, ekonomicznych i środowiskowych, wydaje się, że dla analizowanego budynku jednorodzinne korzystniejszym rozwiązaniem jest zastosowanie instalacji opartej na gazowym kotle kondensacyjnym do celów grzewczych. Warto również wspomnieć, że decydując się na ten system, rezygnujemy z chłodzenia pomieszczeń. Jeśli jednak chłodzenie okazałoby się niezbędne dla inwestora, analiza wykazała, że system oparty na powietrznej pompie ciepła byłby pod względem ekonomicznym lepszy, ponieważ koszty początkowe są niższe i równe 37 199,00 zł, natomiast zużycie energii pierwotnej i emisja gazów cieplarnianych CO₂ są równe w obu przypadkach.

Analiza ekonomiczna wykazała, że całkowity koszt systemu grzewczego opartego na kotle gazowym jest o 44-46% niższy w porównaniu z pompami ciepła. Natomiast wariant 3, gdzie źródłem ciepła będzie powietrzna pompa ciepła, ma procentowo najmniejsze koszty początkowe, bo tylko 20,3% całego życia instalacji. Ocena środowiskowa wykazała również, że zarówno roczna emisja poszczególnych zanieczyszczeń, jak i emisja ekwiwalentna są niższe dla systemu grzewczego opartego na gazowym kotle kondensacyjnym. Należy jednak pamiętać, że w przypadku kotła oddziałujemy na środowisko lokalnie, w pobliżu ogrzewanego budynku. Ogrzewanie za pomocą pompy ciepła nie powoduje emisji w sąsiedztwie ogrzewanego obiektu. Niestety wytwarzanie energii elektrycznej wykorzystywanej do pracy pomp ciepła wiąże się z emisją szkodliwych substancji w elektrowniach i elektrociepłowniach. W Polsce energia elektryczna produkowana jest głównie w elektrowniach węglowych, których spalanie wiąże się ze znaczącym wpływem na środowisko, a także charakteryzuje się niską sprawnością wytwarzania energii elektrycznej. Z powyższych względów emisja zanieczyszczeń z systemu opartego na pompach ciepła okazała się wyższa niż dla systemu opartego na kotle gazowym. Zastosowanie gazowego kotła kondensacyjnego jako źródła ciepła pozwala na efektywne wykorzystanie energii chemicznej zawartej w paliwie gazowym i zmniejszenie jego wpływu na środowisko naturalne oraz zapewnia opłacalność ekonomiczną, polegającą na zbilansowaniu wymaganych kosztów inwestycyjnych i kosztów energii w okresie eksploatacji budynku.

Do analizy ekonomicznej, energetycznej i ekologicznej systemu zasilającego rozważany budynek jednorodzinny w energię elektryczną przyjęto dwa rozwiązania techniczne. Analiza wykazała, że lepszym rozwiązaniem będzie zastosowanie większego systemu o mocy ogniw 6,44 kW, co pokryje 56,29% całego zapotrzebowania na energię elektryczną tego budynku. Pozostała część energii elektrycznej, czyli 43,71%, zostanie dostarczone przez sieć elektroenergetyczną. Wybrany system wytworzy z ogniw fotowoltaicznych około 77% energii, a sieć elektroenergetyczna 23%.

Koszty cyklu całego życia LCC systemu w wybranym rozwiązaniu są wyższe niż w pierwszym rozwiązaniu, ale rozważając inwestycję pod względem energetycznym i ekologicznym, analiza wykazała, że w tym przypadku warto ponieść nieco większe koszty. Emisja gazów cieplarnianych jako wskaźnik przy analizie ekologicznej jest taka sama dla obu systemów.

Stosowanie układów tzw. hybrydowych, czyli wykorzystujących odnawialne źródła energii (kolektory słoneczne, pompy ciepła) z urządzeniami grzewczymi konwencjonalnymi (kotły gazowe), daje zadowalające efekty, zarówno ekonomiczne, ekologiczne, jak i energetyczne. Z uwagi na ciągłe obniżanie zużycia nośników energii i ograniczanie negatywnego wpływu na środowisko przyrodnicze, jak wykazały analizy, właśnie takie rozwiązanie okazało się najlepsze dla omawianego budynku jednorodzinne. Należy oczywiście pamiętać, że stosowane rozwiązania, choć zmniejszają emisję zanieczyszczeń oraz zużycie energii pierwotnej, to powinny również zapewniać komfortowe warunki środowiska wewnątrz budynku.

Podziękowania

Badania naukowe zostały sfinansowane z subwencji statutowej Wydziału Infrastruktury i Środowiska Politechniki Częstochowskiej.

Literatura

- Jachura A. (2018), *Environmental-economic analysis of the heating system for a single-family building*, E3S Web of Conferences, 44, 00054, DOI: 10.1051/e3sconf/20184400054.
- Jędrzejuk H., Chwieduk D. (2021), *Possibilities of upgrading Warsaw existing residential area to status of positive energy districts*, Energies, 14(18), 5984, DOI: 10.3390/en14185984.
- Kryjak M. (2022), *Budynek mieszkalny plus energetyczny*, Builder, 3(296), DOI: 10.5604/01.3001.0015.7526.
- Mouzeviris G.A., Papakostas K.T. (2021), *Comparative analysis of air-to-water and ground source heat pumps performances*, International Journal of Sustainable Energy, 40, s. 69-84.
- Mularczyk A. (2016), *Analiza wielkości produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, 96, s. 133-142.
- Paredes-Sánchez B.M. i in. (2021), *Analysis of district heating and cooling energy systems in Spain: resources, technology and management*, Sustainability, 13, 5442, DOI: 10.3390/su13105442.
- Sowa S. (2020), *The implementation of renewable energy systems, as a way to improve energy efficiency in residential buildings*, Energy Policy Journal, 23(2), s. 19-36.
- Wskaźniki emisji, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Warszawa, luty 2021.
- Zhang S. i in. (2022), *Renewable energy systems for building heating, cooling and electricity production with thermal energy storage*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 165, 112560, DOI: 10.1016/j.rser.2022.112560.

OPTIMIZATION OF THE OPERATION OF THE HEATING NETWORK ON THE EXAMPLE OF THE POLISH HEATING SYSTEM

Abstract: The chapter presents the use of modern and effective heating systems using fossil fuels and renewable energy sources, based on the example of a combination of different solutions for a typical single-family building. The aim of the work was to conduct a comparative assessment of heating / cooling systems and electricity production in terms of energy, economy and ecology. Concepts of systems based on a gas boiler, heat pumps and photovoltaic cells were proposed. For the building in question, the use of an installation based on a gas condensing boiler turned out to be a more advantageous solution. The economic analysis shows that with the assumed life cycle (15 years), the total cost of the installation cooperating with a gas boiler is lower than in the case of heat pumps by 11%. Also, the initial costs in this variant are almost half lower compared to other solutions. Environmental assessments showed lower annual emissions of pollutants and 6 times lower equivalent emissions also for the variant with a gas boiler.

Keywords: economic analysis, environmental assessment, renewable energy sources