

ISSN 2080-0819



ZESZYTY NAUKOWE

Instytutu Gospodarki Surowcami
Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk

1(113)

*Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej*

*Nowe strategie i inwestycje na rynku
paliw i energii w kraju i UE*

Kraków • 2025



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk

ZESZYTY NAUKOWE
Instytutu Gospodarki Surowcami
Mineralnymi i Energią PAN

***Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej***

***Nowe strategie i inwestycje na rynku paliw
i energii w kraju i UE***

Redaktorzy tomu:
Katarzyna Stala-Szluga, Zbigniew Grudziński

Kraków 2025
Wydawnictwo IGSMiE PAN

KOLEGIUM REDAKCYJNE

Redaktor naczelny: prof. dr hab. inż. Krzysztof GALOS
Zastępca redaktora naczelnego: dr hab. inż. Magdalena WDOVIN, profesor instytutu
redaktor tematyczny: Geologia stosowana i inżynieria środowiska
Sekretarz redakcji: dr inż. Aleksandra KOMOROWSKA
redaktor tematyczny: Paliwa i energia
Zastępca sekretarza redakcji: prof. dr hab. inż. Zenon PILECKI
redaktor tematyczny: Górnictwo i geoinżynieria
Redaktorzy tomu: dr hab. inż. Katarzyna STALA-SZLUGAJ, profesor instytutu
dr hab. inż. Zbigniew GRUDZIŃSKI, profesor instytutu

ADRES REDAKCJI

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk
ul. J. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków
tel.: +48 12 632 33 00; fax: +48 12 632 35 24

KOMITET WYDAWNICZY

Redaktor odpowiedzialny: Emilia Rydzewska-Smaza – redaktor językowy
Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz
Projekt okładki: Beata Stankiewicz

© Copyright by IGSMiE PAN

Printed in Poland

Kraków 2025

ISSN 2080-0819

ISBN 978-83-67606-58-5

eISBN 978-83-67606-59-2

WYDAWNICTWO IGSMiE PAN, KRAKÓW
Nakład 55 egz.; ark. wyd. 21; ark. druk. 29 (×8)
Druk i oprawa: TRADIVERS Magdalena Orska
ul. Wł. Reymonta 86, 32-065 Krzeszowice



© 2025. Autorzy. Jest to publikacja udostępniana w otwartym dostępie zgodnie z warunkami licencji międzynarodowej Creative Commons Uznanie autorstwa – Na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowa (CC BY-SA 4.0, <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>), która zezwala na używanie, dystrybucję i reprodukcję na dowolnym nośniku, pod warunkiem, że rozdział jest prawidłowo cytowany.

Spis treści

Słowo wstępne	5
<i>Wiktor PACURA, Tomasz MIROWSKI, Julia DOMAGAŁA</i>	
Układy kogeneracyjne zasilane biopaliwem ciekłym oraz paliwami syntetycznymi dla infrastruktury krytycznej	7
<i>Wojciech NAWORYTA</i>	
Ocena możliwości podniesienia autokonsumpcji energii z instalacji PV w gospodarstwie domowym przez zastosowanie magazynu energii	17
<i>Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ, Piotr KUNECKI, Magdalena WDOWIN, Tomasz GŁOWIENKO, Łukasz OSUCHOWSKI, Łukasz LELEK</i>	
Wykorzystanie zużytych paneli fotowoltaicznych do syntezy sorbentów wychytujących gazowe formy rtęci emitowane z konwencjonalnych źródeł energii	35
<i>Emil HANC</i>	
Nowe kierunki rozwoju dla technologii magazynowania energii w bateriach	45
<i>Agata MIELCAREK, Jacek ROMAN, Robert WRÓBLEWSKI, Bartosz CERAN</i>	
Opracowanie metody doboru parametrów magazynu energii elektrycznej dla dużych systemów fotowoltaicznych zasilających odbiorcę przemysłowego (Projekt FP4 Rail4EARTH Zrównoważony i ekologiczny system kolejowy Horizon-ER-JU2022-FA4-01)	55
<i>Natalia KASIŃSKA, Jakub SIERCHUŁA, Radosław SZCZERBOWSKI, Bartosz CERAN</i>	
Modelowanie układów technologicznych elektrowni jądrowych	63
<i>Cezary POLSKI, Tomasz POLSKI, Jacek ROMAN, Natalia KASIŃSKA, Agata MIELCAREK, Daria ZŁOTECKA, Robert WRÓBLEWSKI, Radosław SZCZERBOWSKI, Jarosław BARTOSZEWICZ, Bartosz CERAN</i>	
Możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody w układach technologicznych elektrowni i elektrociepłowni	71
<i>Jan A. STEFANOWICZ</i>	
Niezbędne regulacje dla magazynowania wodoru w kawernach solnych	81
<i>Zbigniew GRUDZIŃSKI</i>	
Rynek węgla energetycznego – stan obecny i perspektywy	97
<i>Katarzyna STALA-SZLUGAJ</i>	
Wpływ wojny rosyjsko-ukraińskiej na międzynarodowy rynek węgla energetycznego w latach 2022–2024	111
	3

Urszula OZGA-BLASCHKE

Międzynarodowy rynek węgla koksowego	123
--	-----

Monika PEPŁOWSKA

Analiza transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w kontekście dekarbonizacji i neutralności klimatycznej	133
---	-----

Anna KIELERZ, Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK

Wyzwania dla sektora górnictwa węgla kamiennego wynikające z transformacji energetycznej	145
--	-----

Beata BARSZCZOWSKA, Mirosław SKIBSKI

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po ośmiu miesiącach 2024 roku	157
--	-----

Radosław SZCZERBOWSKI

Rola węgla i gazu w transformacji energetycznej Niemiec	167
---	-----

Beata KŁOJZY-KARCZMARCZYK, Said MAKOUDI

Wytwarzanie bioodpadów w odpadach komunalnych jako substratu do produkcji biogazu na przykładzie południowo-wschodniej Polski	175
---	-----

Artur DYCZKO, Dominik GALICA, Jacek JAROSZ, Sylwester KACZMARZEWSKI, Jerzy KICKI, Michał KOPACZ, Jarosław KULPA, Leszek MALINOWSKI, Eugeniusz J. SOBCZYK

DynGOSP – modelowanie zapotrzebowania, produkcji i logistyki węgla kamiennego w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny – platforma węglowa jako sposób na zrównoważone zarządzanie zasobami	189
---	-----

Aneta KALBARCZYK, Michał KALBARCZYK

Porównanie rynku i technologii magazynowania energii w krajach europejskich	211
---	-----

Waldemar DOŁĘGA

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – zagrożenia i wyzwania	219
Spis recenzentów	231

Słowo wstępne

Głównym wiodącym tematem tegorocznej monografii są „Nowe strategie i inwestycje na rynku paliw i energii w kraju i UE”. Te nowe strategie wynikają z konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski i UE w kontekście koniecznej transformacji energetycznej i rosnącej roli odnawialnych źródeł energii.

W prezentowanej monografii skupiono się na następujących zagadnieniach:

- bezpieczeństwo energetyczne Polski i UE,
- energetyka prosumencka,
- transformacja energetyczna i jej wpływ na środowisko,
- magazynowanie energii,
- energetyka jądrowa,
- rola węgla kamiennego w krajach europejskich i na świecie,
- tendencje rozwojowe europejskiego i krajowego sektora paliw i energii,
- pierwotne nośniki energii a dekarbonizacja energetyki,
- zagospodarowanie odpadów energetycznych.

Monografię rozpoczęto od przedstawienia różnorodnych aspektów związanych z infrastrukturą krytyczną oraz jej wsparciem w kontekście zrównoważonego rozwoju energetyki. Kluczowym elementem omówionym w tym rozdziale jest mobilny Hybrydowy Układ Kogeneracyjny, który oferuje elastyczne rozwiązania w zakresie produkcji energii, zwłaszcza w sytuacjach kryzysowych. Układ jest zdolny do pracy w trybie *off-grid* i wykorzystuje alternatywne źródła paliw. Ten fakt może znacząco wpłynąć na dekarbonizację sektora energetycznego oraz zwiększenie niezależności energetycznej.

Z kolei analiza dotycząca domowych magazynów energii (ME) ukazuje ich potencjał w zwiększaniu autokonsumpcji energii z instalacji fotowoltaicznych (PV). Skuteczność tych magazynów jest ograniczona przez ich charakterystykę oraz zmienność produkcji energii z PV w ciągu roku.

Kwestie środowiskowe związane z odnawialnymi źródłami energii, takie jak odpady po panelach fotowoltaicznych oraz emisja rtęci z konwencjonalnych źródeł energii, zostały również omówione. Badania wskazują na możliwość wykorzystania produktów po termolizie paneli PV do syntezy zeolitów, które mogą skutecznie usuwać rtęć.

W kontekście technologii magazynowania energii, ogniwa elektrochemiczne stają się kluczowym elementem zarówno w przenośnych urządzeniach, jak i w sektorze wielkoskalowego magazynowania energii. Nowe kierunki rozwoju tej technologii są na bieżąco analizowane, aby dostosować je do trendów rynkowych.

Opracowanie metod doboru parametrów dla magazynów energii w kontekście farm fotowoltaicznych, jak również analiza potencjału biogazu z bioodpadów, ukazują dynamiczny

rozwój sektora energetycznego oraz jego wpływ na lokalne gospodarki. Wzrost produkcji biogazu z bioodpadów, prognozowany na 2030 rok, wskazuje na możliwości zrównoważonego zarządzania odpadami oraz ich wykorzystania w produkcji energii.

Pokazano różnorodność wyzwań i możliwości, które stoją przed sektorem energetycznym w kontekście zrównoważonego rozwoju, innowacji technologicznych oraz ochrony środowiska.

Przedstawiono złożoną sytuację na międzynarodowym rynku węgla, zwracając uwagę na wpływ czynników geopolitycznych, takich jak wojna na Ukrainie oraz polityka importowa Chin i Indii. W kontekście rynku węgla energetycznego, autor przewiduje spadek cen, co może być efektem zmieniającego się popytu oraz rosnącej produkcji energii z odnawialnych źródeł.

W szczególności Chiny i Indie, jako główni importerzy węgla, mają kluczowe znaczenie dla przyszłości tego surowca. Indie, z zamiarem znacznego zwiększenia mocy produkcyjnych stali, mogą stać się motorem wzrostu popytu na węgiel metalurgiczny.

W Polsce transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego staje się istotna w kontekście dekarbonizacji i dążenia do neutralności klimatycznej. Węgiel, mimo rosnącej produkcji energii ze źródeł odnawialnych, wciąż odgrywa strategiczną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. W obliczu kryzysu energetycznego wywołanego wojną na Ukrainie, konieczne staje się przemyślenie roli węgla w polskiej energetyce.

Dane dotyczące wydobycia węgla w Polsce w pierwszych ośmiu miesiącach 2024 roku wskazują na znaczny udział węgla energetycznego, mimo że sektor boryka się z dużymi stratami finansowymi. Z kolei w Niemczech, gdzie odnawialne źródła energii stały się dominującym źródłem energii elektrycznej, węgiel pozostaje na drugim miejscu, jednak sytuacja ta może się zmienić w wyniku kryzysu energetycznego.

Podkreślono także znaczenie nowoczesnych koncepcji zarządzania zasobami węgla oraz rozwijającego się rynku magazynów energii w Europie, co jest kluczowe w kontekście rosnącego miks energetycznego i transformacji sektora energetycznego. Wzrost pojemności magazynów energii w nadchodzących latach ma potencjał, aby znacząco wpłynąć na stabilność i efektywność systemu elektroenergetycznego.

Podsumowując, w ostatnim rozdziale przedstawiono obecne wyzwania oraz przewidywania dotyczące rynku węgla w kontekście zmieniającej się sytuacji geopolitycznej, transformacji energetycznej oraz rosnącej roli odnawialnych źródeł energii.

Mamy nadzieję, że niniejsza publikacja będzie przydatnym źródłem informacji na temat nowych strategii i inwestycji na rynku paliw i energii w kraju i Unii Europejskiej. Pragniemy także serdecznie podziękować wszystkim, których wsparcie merytoryczne umożliwiło przygotowanie tegorocznej monografii.

dr hab. inż. Katarzyna Stala-Szlugaj, profesor instytutu

dr hab. inż. Zbigniew Grudziński, profesor instytutu

Wiktor PACURA¹

Tomasz MIROWSKI²

Julia DOMAGAŁA³

Układy kogeneracyjne zasilane biopaliwem ciekłym oraz paliwami syntetycznymi dla infrastruktury krytycznej

Wprowadzenie

Zgodnie z definicją zawartą w Ustawie z dn. 26 kwietnia 2007 o zarządzaniu kryzysowym infrastruktura krytyczna (IK) to „systemy oraz wchodzące w ich skład powiązane ze sobą funkcjonalne obiekty, w tym obiekty budowlane, urządzenia, instalacje, usługi kluczowe dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli oraz służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców” (Dz.U. 2007, nr 89, poz. 590, 2007). Przykładowe systemy IK to:

- zaopatrzenia w energię i paliwa,
- łączności i sieci teleinformatycznych,
- ochrony zdrowia,
- zapewniające ciągłość działania administracji publicznej.

Funkcjonowanie tych sektorów jest nieodzowne zarówno dla codziennego życia obywateli, jak i sprawnego działania instytucji państwowych oraz przedsiębiorstw. IK wspiera stabilność gospodarczą, umożliwiając przepływ towarów, usług i informacji. Na przykład infrastruktura transportowa zapewnia dostawy surowców i produktów, co jest kluczowe dla przemysłu i handlu. Infrastruktura energetyczna dostarcza energię elektryczną i paliwa, które

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-0643-9933;
e-mail: wikt.pacura@meeri.pl

² Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-4897-9142;
e-mail: mirowski@min-pan.krakow.pl

³ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0009-0003-7245-4909;
e-mail: jdomagal@min-pan.krakow.pl

napędzają gospodarkę, a infrastruktura telekomunikacyjna umożliwia komunikację, co jest fundamentem współczesnej gospodarki cyfrowej.

IK jest również kluczowa dla bezpieczeństwa narodowego w czasie kryzysów, takich jak klęski żywiołowe, cyberataki lub konflikty zbrojne. Systemy IK muszą być zaprojektowane z uwzględnieniem odporności na zakłócenia oraz zdolności do szybkiej odbudowy w przypadku awarii.

Rozproszone systemy kogeneracyjne (CHP) stanowią jedno z najbardziej efektywnych rozwiązań dla zasilania infrastruktury krytycznej (IK) w obliczu rosnących wyzwań, takich jak zmiany klimatyczne, cyberzagrożenia czy klęski żywiołowe. Dzięki możliwościi jednocześnie produkcji energii elektrycznej i ciepłej systemy te osiągają wysoką efektywność energetyczną, która często przekracza 85–90%, przewyższając tradycyjne systemy wytwarzania energii. Taka efektywność przyczynia się do redukcji zużycia paliw pierwotnych oraz emisji gazów cieplarnianych, co wpisuje się w cele zrównoważonego rozwoju i dekarbonizacji energetyki.

Polityka klimatyczno-energetyczna zakłada poprawę efektywności energetycznej oraz poszukiwanie alternatywnych rozwiązań dla produkcji energii w celu odejścia od scentralizowanych źródeł paliw kopalnych. Energetyka rozproszona i prosumencka opiera się na zdecentralizowaniu produkcji energii, gdzie zamiast jednego dużego źródła, takiego jak elektrownia węglowa, wprowadza się do sieci energetycznej liczne, mniejsze źródła wykorzystujące lokalne zasoby, w tym odnawialne źródła energii, takie jak energia słoneczna, wodna, geotermalna, wiatrowa, biomasa, biogaz czy odpady komunalne. Fizyczne rozproszenie tych źródeł pozwala na efektywniejsze wykorzystanie energii, jej bilansowanie oraz redukcję strat związanych z przesyłem energii na duże odległości. Małe źródła charakteryzują się większą efektywnością w porównaniu do dużych jednostek opartych na paliwach kopalnych, jednocześnie przyczyniając się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych (Iyanova i Byk 2024; Ren i in. 2024).

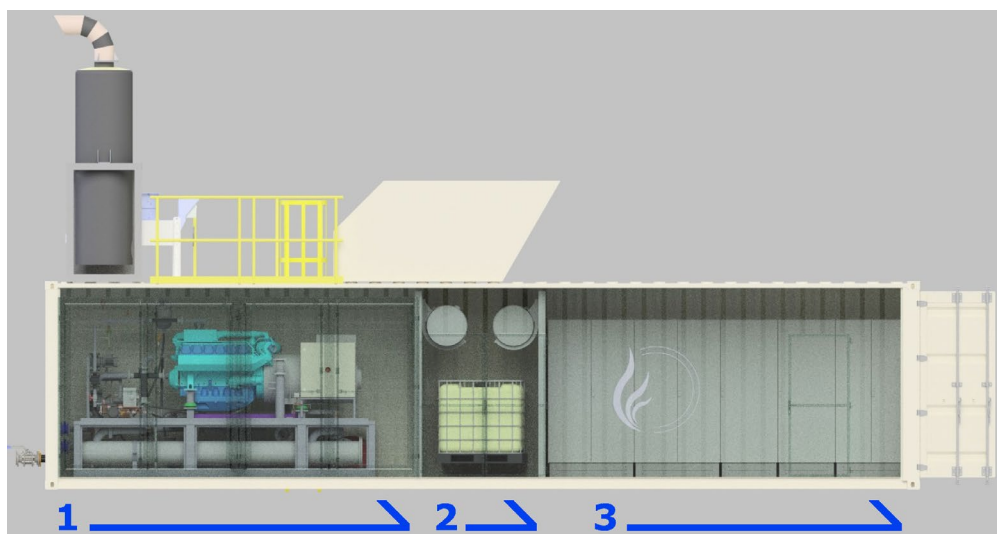
Rozproszone systemy kogeneracyjne (CHP) idealnie wpisują się w tę koncepcję, wspierając stabilność energetyczną infrastruktury krytycznej dzięki swojej lokalnej, zdecentralizowanej naturze. W przeciwieństwie do tradycyjnych, scentralizowanych systemów energetycznych, rozproszone CHP są mniej podatne na zakłócenia spowodowane awariami sieci lub atakami cybernetycznymi. Mogą być strategicznie rozmieszczone w kluczowych lokalizacjach, takich jak szpitale, bazy wojskowe czy centra danych, zapewniając niezależność energetyczną w sytuacjach kryzysowych. Dzięki swojej elastyczności paliwowej mogą wykorzystywać różnorodne źródła energii, w tym biopaliwa, paliwa syntetyczne oraz paliwa niskiej jakości, co czyni je szczególnie atrakcyjnymi w krajach zależnych od importu paliw. Ponadto, mobilność i modułowość układów kogeneracyjnych zasilanych paliwami ciekłymi umożliwia ich szybkie wdrażanie w obiektach tymczasowych lub w sytuacjach awaryjnych, zapewniając ciągłość działania krytycznych usług energetycznych (Mirowski i Pacura 2024; Mirowski i Tomczyk 2024).

1. Hybrydowy Układ Kogeneracyjny (HUK)

Od 2023 roku Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE PAN) we współpracy z firmą GreenCoalition sp. z o.o. prowadzi badania nad Hybrydowym Układem Kogeneracyjnym (HUK), koncentrując się na ocenie jego efektywności energetycznej i potencjale zastosowań w różnych warunkach operacyjnych.

HUK zabudowany w kontenerze morskim 40' HC to zaawansowane rozwiązanie technologiczne, które łączy nowoczesne podejście do wytwarzania energii, wysoką efektywność oraz zrównoważone wykorzystanie zasobów. System został zaprojektowany z myślą o użytkownikach komercyjnych i przemysłowych, którzy poszukują elastycznych i ekologicznych metod produkcji energii, zarówno elektrycznej, jak i ciepłej.

Centralnym elementem układu przedstawionego na rysunku 1 jest jednostka kogeneracyjna SVG-GC 250 zaprojektowana tak, aby maksymalizować efektywność energetyczną i umożliwiać wykorzystanie różnorodnych paliw alternatywnych, takich jak oleje pirolityczne, bio-oleje, oleje posmażalnicze czy olej napędowy. Silnik tej jednostki, wyprodukowany przez Mercedes Benz, opiera się na technologii komory wstępnego spalania z mechanicznym doładowaniem. Oferuje również możliwość adaptacji do gazu ziemnego, propanu, biogazu czy wodoru, po odpowiedniej modyfikacji układu zasilania.



Rys. 1. Hybrydowy Układ Kogeneracyjny w podwyższonym kontenerze (High Cube) 40' z trzema przedziałami
1 – przedział silnika; 2 – przedział paliwowy; 3 – przedział automatyki i wyprowadzania mocy

Fig. 1. Hybrid Cogeneration System in an Elevated 40' High Cube Container with Three Compartments:
1 – engine compartment; 2 – fuel compartment; 3 – automation and power output compartment

HUK jest modułowym systemem do zabudowy skidowej, co umożliwia łatwe dostosowanie do specyficznych potrzeb przedsiębiorstwa lub sytuacji awaryjnych, takich jak klęski

żywiłowe czy awarie infrastruktury. Konstrukcja układu obejmuje trzy oddzielne przedziały – silnika, paliwowy oraz automatyki i wyprowadzania mocy – które mieszczą się w kontenerze 40' HC, umożliwiając łatwy transport drogowy i kolejowy.

System oferuje moc elektryczną w zakresie 160–250 kW oraz moc ciepłą na poziomie 310 kW. Start generatora może być realizowany zarówno w trybie *on-grid*, zsynchronizowanym z siecią energetyczną, jak i *off-grid*, z wykorzystaniem układu bateryjnego. Zaawansowane systemy automatyki i zabezpieczeń, w tym styczniki mocy, falowniki i filtry EMI, są sterowane przez rozwiązania SIEMENS i Beckhoff, co pozwala na zdalne monitorowanie i dostosowanie do warunków eksploatacyjnych.

HUK wyróżnia się elastycznością w doborze paliw, w tym tzw. paliw trudnych, takich jak produkty depolimeryzacji tworzyw sztucznych czy gazy odpadowe. Zaawansowane wymienniki ciepła płaszczowo-rurowe umożliwiają efektywny odzysk ciepła ze spalin, co zwiększa ogólną wydajność systemu. Dzięki swojej wszechstronności i mobilności HUK stanowi optymalne rozwiązanie dla potrzeb nowoczesnych przedsiębiorstw oraz infrastruktury krytycznej.

Pomimo licznych zalet HUK, takich jak mobilność i elastyczność paliwowa, istnieją istotne wady, które mogą ograniczać jego zastosowanie w praktyce. Przede wszystkim, każdorazowy transport i instalacja HUK wymagają dostosowania infrastruktury odbiorczej – zarówno elektrycznej, jak i ciepłej – co wymaga uprzednich działań przygotowawczych, związanych z wdrożeniem tego rozwiązania jako jednego z komponentów IK. Kolejnym ograniczeniem jest brak możliwości swobodnego wyboru rodzaju produkowanej energii – system zawsze wytwarza zarówno energię elektryczną, jak i ciepło, a regulacji podlega jedynie całkowita moc wyjściowa, co może prowadzić do nadprodukcji jednego z mediów, gdy zapotrzebowanie dotyczy głównie energii elektrycznej lub ciepła. Dodatkowo, potencjalne wady obejmują emisję hałasu generowanego przez silnik spalinowy, co może być uciążliwe w obszarach zurbanizowanych lub stanowić czynnik dekonspirujący w operacjach militarnych; konieczność regularnej konserwacji, szczególnie przy eksploatacji różnorodnych paliw (biopaliwa, oleje popirolityczne), co może prowadzić do zwiększonej awaryjności; oraz ryzyko problemów środowiskowych wynikających z niewłaściwego spalania paliw alternatywnych, mogących powodować emisję substancji szkodliwych.

2. Substytucja paliw w układach kogeneracyjnych

Substytucja paliw oznacza zastępowanie obecnie stosowanego paliwa, takiego jak benzyna E10 czy olej napędowy B7, innym nośnikiem energii. Proces ten ma na celu przede wszystkim obniżenie emisji CO₂ związanej z produkcją energii elektrycznej i ciepłej, redukcję kosztów poprzez wykorzystanie tańszych paliw lub dostosowanie do specyficznych warunków, takich jak sytuacje kryzysowe – np. wojna lub katastrofa naturalna – kiedy konieczne staje się wykorzystanie paliw o niższej jakości lub dostępnych lokalnie.

Podczas substytucji paliw w silnikach o zapłonie samoczynnym kluczowe jest zrozumienie, które parametry fizykochemiczne paliwa wpływają na efektywność i bezpieczeństwo procesu spalania. Wybór alternatywnych paliw, takich jak biopaliwa czy oleje popirolityczne, wymaga analizy takich czynników jak wartość opałowa, liczba cetanowa, lepkość oraz tem-

peratura zapłonu. Każdy z tych parametrów bezpośrednio wpływa na pracę silnika (Pacura i in. 2023), jego wydajność, emisję zanieczyszczeń oraz bezpieczeństwo techniczne. Poniżej omówiono ich znaczenie przy stosowaniu paliw alternatywnych w silnikach diesla.

Zmiana gęstości substytutu paliwa może wpłynąć na pracę układu dostarczania paliwa lub jego wtryskiwaczy. Liczba cetanowa, określająca zdolność paliwa do samozapłonu, ma bezpośredni wpływ na moment inicjacji zapłonu w cylindrze. Przepływ paliwa w układzie paliwowym oraz jego zdolność do atomizacji przez wtryskiwacze są uzależnione od lepkości. Temperatura zapłonu jest jednym z kluczowych czynników decydujących o momencie zapłonu mieszanki paliwowo-powietrznej. Skład elementarny paliwa wpływa na wartość ciepła spalania oraz jest bezpośrednio związany z emisją SO_x i NO_x .

Porównanie wybranych substytutów paliw z komercyjnie dostępnym olejem napędowym B7 przedstawiono w tabeli 1. FAME, obecny w oleju napędowym B7, posiada zbliżone parametry do niego, z wyjątkiem temperatury zapłonu, która przekracza 120°C . Olej popirolityczny, pomimo zbliżonego składu pierwiastkowego, charakteryzuje się wyższą lepkością i gęstością. W porównaniu do FAME ma jednak niższą temperaturę zapłonu, wynoszącą około 100°C .

TABELA 1. Wybrane właściwości fizykochemiczne paliw

TABLE 1. Selected Physicochemical Properties of Fuels

Parametr	B7	FAME	SVO	OP	GT
Postać	Jasna ciecz			Ciemna ciecz	Gęsta, lepka ciecz
Rozpuszczalność w wodzie	Nierozpuszczalny				Rozpuszczalna
Gęstość [kg/m^3]	820–845	860–900	920	900–1 100	1 260
Liczba cetanowa	> 51	> 56	> 35	51	5
Lepkość kinematyczna (cSt)	2,0–4,5	4,0–6,0	> 30	7,5–38	600–800
Temperatura zapłonu [$^\circ\text{C}$]	> 56	> 120	> 220	> 101	> 175
Ciepło spalania [MJ/kg]	42–46	37–40	39	40–44	16–19
Zawartość siarki [ppm]	< 10	< 10	< 20	< 200	< 100
Zawartość węgla [%]	84–87	76–78	76	85–90	39–40
Zawartość wodoru [%]	12–15	10–12	11	8–10	8–9
Zawartość azotu [%]	< 0,1	< 0,1	< 0,5	0,5–1,0	< 0,1

B7 – olej napędowy.

FAME – Estry Metylowe Kwasów Tłuszczowych.

OP – Olej popirolityczny.

SVO – nierafinowany olej roślinny.

GT – gliceryna techniczna.

Opracowanie własne na podstawie: B7 (Orlen 2024; Tat i in. 2000); FAME (European Technology and Innovation Platform Bioenergy 2024; Mercuria 2022); OP (Prakash i in. 2020; Unipetrol 2024; Warter 2019); SVO (Che Mat et al. 2018); GT (Bohon i in. 2011; Mikrokot 2008; Topolnicka i in. 2013).

Olej roślinny nierafinowany (SVO) wykazuje bardzo wysoką lepkość, znacznie przewyższającą wartość typową dla oleju napędowego. Jego temperatura zapłonu wynosi ponad

220°C, co zwiększa bezpieczeństwo magazynowania, ale jednocześnie wymaga odpowiednich modyfikacji układów paliwowych w celu poprawy atomizacji i efektywności spalania. Gliceryna techniczna, jako produkt uboczny w procesie transestryfikacji, posiada bardzo wysoką lepkość i niską wartość opałową, co ogranicza jej zastosowanie jako substytutu paliwa w czystej postaci. Jednakże, dzięki swojej wysokiej temperaturze zapłonu, może być wykorzystana jako dodatek stabilizujący w mieszankach paliwowych.

3. Paliwa alternatywne możliwe do zastosowania

Oprócz paliw wymienionych w poprzednim rozdziale istnieje wiele potencjalnych surowców mogących zostać zamiennikami komercyjnie dostępnego oleju napędowego. Do takich paliw należą między innymi biodiesel z alg, e-diesel oraz olej z kawy. Firma Algae for Future zajmująca się wytwarzaniem instalacji do hodowli alg wskazuje, że na terenie Unii Europejskiej nie znajduje się żadna linia produkcyjna, wytwarzająca biodiesel z alg. W Polsce tematyką zajmowała się m.in. grupa badawcza z ZUT w Szczecinie (Hawrot-Paw i in. 2021), lecz wytwarzanie paliwa z alg nie zostało wykorzystane w procesach wielkoskalowych.

W przypadku e-diesla, lub szerzej, e-paliw czyli paliw syntetycznych, wytwarzanych przy pomocy odnawialnych źródeł energii z wodoru i dwutlenku węgla pochodzącego z sekwestracji największym ograniczeniem jest ich dostępność (Dell'Aversano i in. 2024). Badania nad tymi paliwami zajmują się duże koncerny m. in. Volkswagen oraz Mercedes-Benz. Dodatkowo, przy obecnym stanie techniki szacuje się, że e-diesel będzie do 50% droższy niż olej napędowy otrzymywany w procesach destylacji ropy naftowej. Istnieją również różne start-upy takie jak Zero zajmujące się produkcją e-paliw, jednakże obecnie nie sprzedają tego surowca (eFuel Alliance 2024; Zero Petroleum 2024). Trzecim paliwem o dużym potencjale jest olej z kawy. Jedna z firm z województwa mazowieckiego w 2025 roku planuje otwarcie instalacji pozwalającej na produkcję 100 tys. litrów oleju rocznie, obecnie jednak instalacja nie jest ukończona.

Zastosowanie wyżej wymienionych substytutów w dużej mierze zależy od postępu technologicznego w metodach ich produkcji, w szczególności od możliwości wytwarzania odpowiednich ilości paliwa oraz obniżenia kosztów produkcji do poziomu konkurencyjnego względem paliw kopalnych.

4. Potencjalne obszary zastosowań

Na skutek awarii, zdarzeń losowych lub celowych działań, rokrocznie dochodzi do wielu przerw w dostawie ciepła i prądu. Przerwy te mogą dotyczyć obszarów o dużym zaludnieniu lub miejsc ze skupieniem budynków infrastruktury społecznej, takich jak szpitale, szkoły oraz urzędy. Przykładami takich awarii są:

- ⇒ Listopad 2024: Szpital w Słupsku został pozbawiony prądu w wyniku wypadku podczas robót budowlanych.

- Styczeń 2024: Awaria sieci ciepłowniczej obejmująca 1/4 powierzchni Krakowa.
- Luty 2024: Awaria w Jastrzębiu-Zdroju, dotycząca 24 tys. mieszkań.
- Listopad 2023: Awaria systemu dowodzenia Komendy Głównej Policji w Warszawie.
- Grudzień 2022: Awaria sieci ciepłowniczej obejmująca północno-wschodnią część Wrocławia.
- Listopad 2022: Awaria zasilania w największym warszawskim szpitalu.
- Grudzień 2021: Awaria w Dąbrowie Górniczej, która pozbawiła 14 tys. osób ogrzewania.

W większości takich przypadków rolę dostarczania energii elektrycznej przejmują agregaty prądotwórcze, które sprawdzają się jako tymczasowe rozwiązanie, zdolne zasilić obiekt przez kilka godzin. W przypadku dłuższych awarii układy kogeneracyjne, oferujące jednoczesną produkcję ciepła i energii elektrycznej, pozwalają na kompleksowe zaopatrzenie podmiotów w energię. Dodatkowo kogeneracja osiąga wyższą sprawność konwersji energii, sięgającą 90%, podczas gdy sprawność agregatów wynosi około 40%.

Mobilność tego rozwiązania umożliwia jego zastosowanie w działaniach związanych z zarządzaniem kryzysowym, szczególnie w krytycznych punktach.

Podsumowanie

Substytucja paliw w Hybrydowym Układzie Kogeneracyjnym może wpłynąć na niezależność energetyczną oraz redukcję emisji zanieczyszczeń. Testowanie alternatywnych paliw, takich jak biopaliwa, oleje popirolityczne czy gliceryna techniczna, pozwala na wykorzystanie lokalnych zasobów, co zmniejsza zależność od paliw kopalnych i wzmacnia stabilność dostaw energii. W przypadku infrastruktury wrażliwej na zaniki napięcia, takiej jak obiekty przemysłowe czy infrastruktura krytyczna, HUK zapewnia niezawodne i ciągłe zasilanie, nawet w sytuacjach awaryjnych. Dzięki elastyczności w doborze paliw oraz zaawansowanym systemom automatyki, HUK jest w stanie efektywnie działać w trybie *off-grid*, co zwiększa bezpieczeństwo energetyczne, szczególnie w przypadku zakłóceń w sieci. Wdrożenie alternatywnych paliw nie tylko obniża koszty operacyjne, ale także przyczynia się do realizacji celów zrównoważonego rozwoju, wspierając przejście na gospodarkę niskoemisyjną.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

- Bohon i in. 2011 – Bohon, M.D., Metzger, B.A., Linak, W.P., King, C.J. i Roberts, W.L. 2011 – Glycerol combustion and emissions. *Proceedings of the Combustion Institute* 33(2), s. 2717–2724, DOI: 10.1016/j.proci.2010.06.154.
- Che Mat i in. 2018 – Che Mat, S., Idroas, M.Y., Hamid, M.F. i Zainal, Z.A. 2018 – Performance and emissions of straight vegetable oils and its blends as a fuel in diesel engine: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82(1), s. 808–823, DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.080.

- Dell'Aversano i in. 2024 – Dell'Aversano, S., Villante, C., Gallucci, K., Vanga, G. i Di Giuliano, A. 2024 – E-Fuels: A Comprehensive Review of the Most Promising Technological Alternatives towards an Energy Transition. *Energies* 17(16), DOI: 10.3390/en17163995.
- Dz.U. 2007, nr 89, poz. 590, 2007, Warszawa.
- eFuel Alliance 2024 – Costs & Outlook. [Online] <https://www.efuelalliance.eu/efuels/costs-outlook> [Dostęp: 22-01-2025].
- European Technology and Innovation Platform Bioenergy 2024 – Fatty Acid Methyl Esters (FAME). ETIP Bioenergy.
- Hawrot-Paw i in. 2021 – Hawrot-Paw, M., Ratomski, P., Koniuszy, A., Golimowski, W., Teleszko, M. i Grygier, A. 2021. Fatty Acid Profile of Microalgal Oils as a Criterion for Selection of the Best Feedstock for Biodiesel Production. *Energies* 14(21), DOI: 10.3390/en14217334.
- Iyanova, E. i Byk, F. 2024 – Innovative Technologies for Utility Power System. [W:] 2024 *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. IEEE, s. 208–212, DOI: 10.1109/ICIEAM60818.2024.10553779.
- Mercuria 2022 – Fatty Acid Methyl Esters (FAME/Biodiesel). Safety data sheet.
- Mikrokat 2008 – Glycerine SDS. Safety Data Sheets. [Online] <http://www.mikrokat.gr/msdspd90-99/Glycerine.html> [Dostęp: 6.10.2024].
- Mirowski, T. i Pacura, W. 2024 – *Hybrydowe układy kogeneracyjne w kontekście cywilnym i wojskowym*. Dokumentacja Techniczna.
- Mirowski, T. i Tomczyk, T. 2024 – Możliwości poprawy bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej na przykładzie wielopaliwowych układów kogeneracyjnych. [W:] *IX Międzynarodowa Konferencja Odnawialnych Źródeł Energii – ICORES24*, Krynica Zdrój.
- Orlen 2024 – Oleje napędowe. Karta produktu.
- Pacura i in. 2023 – Pacura, W., Szramowiat-Sala, K. i Gołaś, J. 2023 – Emissions from Light-Duty Vehicles–From Statistics to Emission Regulations and Vehicle Testing in the European Union. *Energies* 17(1), DOI: 10.3390/en17010209.
- Prakash i in. 2020 – Prakash, S., Prabhahar, M., Thiagarajan, C., Amith, A. i Mohanbabu, S. 2020 – Performance Test of Tyre Pyrolysis Oil in Different Blended Ratio with Diesel. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 993, DOI: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/993/1/012018>
- Ren i in. 2024 – Ren, J., Qian, Z., Wang, X., Huang, W. i Wang, B. 2024 – Investigation of a Biomass-Driven Cogeneration System Integrated with an Externally Fired Gas Turbine, Organic Rankine Cycle, and Absorption Refrigeration Cycle: Thermodynamic and Exergoeconomic Analyses and Optimization. *Sustainability* 16(11), DOI: 10.3390/su16114495.
- Tat i in. 2000 – Tat, M.E., Van Gerpen, J.H., Soylu, S., Canakci, M., Monyem, A. i Wormley, S. 2000. The speed of sound and isentropic bulk modulus of biodiesel at 21°C from atmospheric pressure to 35 MPa. *JAOCKS Journal of the American Oil Chemists' Society* 77(3), s. 285–289, DOI: 10.1007/s11746-000-0047-z.
- Topolnicka i in. 2013 – Topolnicka, T., Zuwała, J., Hrycko, P. i Muzyka, R. 2013 – Gliceryna techniczna jako nośnik energii odnawialnej dla energetyki zawodowej. *Przemysł Chemiczny* 92(1), Warszawa: Wyd. SIGMA-NOT, s. 111–119.
- Unipetrol 2024 – Popirolityczny olej opałowy. Karta charakterystyki produktu.
- Warter 2019 – Olej opałowy WAR. Karty charakterystyki produktu.
- Zero Petroleum 2024 – Carbon Neutral Synthetic Fuels. [Online] <https://www.zero.co/> [Dostęp: 12-01-2025].

Układy kogeneracyjne zasilane biopaliwem ciekłym oraz paliwami syntetycznymi dla infrastruktury krytycznej

Słowa kluczowe: kogeneracja, infrastruktura krytyczna, substytucja paliw, biopaliwa, paliwa syntetyczne

Streszczenie: Infrastruktura krytyczna (IK) stanowi fundament funkcjonowania państwa, obejmując systemy i usługi kluczowe dla bezpieczeństwa obywateli oraz stabilności gospodarczej. Zapewnienie nieprzerwanego dostarczania energii elektrycznej, ciepła i chłodu jest priorytetowe w sytuacjach awaryjnych, katastrofach naturalnych lub celowych zakłóceniach. W artykule zaprezentowano mobilny Hybrydowy Układ Kogeneracyjny (HUK) jako rozwiązanie wspierające funkcjonowanie IK, umożliwiające produkcję energii w trybie *off-grid* z wykorzystaniem różnych paliw alternatywnych. Trigeneracyjny HUK przetwarza energię z oleju napędowego B7, a dzięki elastycznej konstrukcji może wykorzystywać biopaliwa (np. FAME, SVO) oraz paliwa syntetyczne, co sprzyja dekarbonizacji i ogranicza zależność od tradycyjnych paliw kopalnych. W nagłych przypadkach HUK pozwala na szybkie wdrożenie w lokalizacjach krytycznych, takich jak szpitale czy bazy wojskowe, gwarantując ciągłość dostaw energii i podnosząc odporność IK na zakłócenia. W niniejszym rozdziale podkreślono potencjał zastosowania HUK w dekarbonizacji energetyki oraz zwiększeniu niezależności energetycznej w kluczowych obszarach operacyjnych.

Cogeneration systems powered by liquid biofuels and synthetic fuels for critical infrastructure

Keywords: cogeneration, critical infrastructure, fuel substitution, biofuels, synthetic fuels

Abstract: Critical infrastructure (CI) forms the foundation of a nation's functioning, encompassing systems and services essential to the safety of citizens and economic stability. Ensuring the uninterrupted supply of electricity, heat, and cooling is a priority in emergency situations, natural disasters, or deliberate disruptions. This article presents a mobile Hybrid Cogeneration System (HCS) as a solution to support CI operations, enabling off-grid energy production using various alternative fuels. The trigeneration HCS converts energy from diesel fuel B7, and its flexible design allows the use of biofuels (e.g., FAME, SVO) and synthetic fuels, promoting decarbonization and reducing dependence on traditional fossil fuels. In emergencies, HCS can be rapidly deployed in critical locations, such as hospitals or military bases, ensuring continuous energy supply and enhancing CI resilience to disruptions. The chapter highlights the potential of HCS in decarbonizing the energy sector and increasing energy independence in key operational areas.

Wojciech NAWORYTA¹

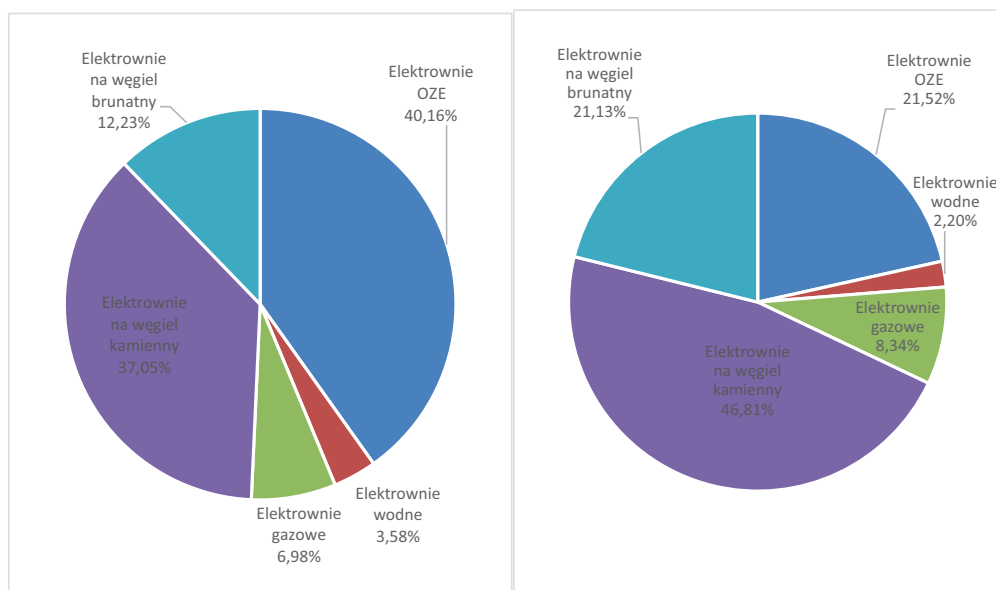
Ocena możliwości podniesienia autokonsumpcji energii z instalacji PV w gospodarstwie domowym przez zastosowanie magazynu energii

Wprowadzenie

Zmiany klimatyczne, drożący prąd, a także programy państwowe wspierające prosumentów sprawiły, że w ostatnim dziesięcioleciu nastąpił w Polsce gwałtowny przyrost instalacji fotowoltaicznych. Udział źródeł odnawialnych (OZE) w ogólnej mocy zainstalowanej w 2023 roku przekroczył 40% (Raport PSE 2024). Wśród OZE znaczący udział mają mikroinstalacje fotowoltaiczne, których liczba w roku 2023 przekroczyła 1,4 mln, a ich łączna moc zainstalowana przekroczyła 11,3 GW (URE 2024). Instalacje fotowoltaiczne, podobnie jak inne siłownie oparte na OZE, mają swoje wady. Produkują prąd w zależności od warunków pogodowych, najczęściej nie wtedy, kiedy jest on najbardziej potrzebny, czyli w nocy i w zimie. Stąd struktura produkcji prądu różni się od struktury mocy zainstalowanej, co ilustrują wykresy kołowe (rys. 1). W polskim miksie energetycznym wciąż istotną rolę odgrywa węgiel kamienny i brunatny, z których w 2023 r. wyprodukowano 67,95% energii elektrycznej. Udział elektrowni węglowych w produkcji energii elektrycznej z roku na rok sukcesywnie maleje, jednak ze względu na niestabilną i zależną od warunków zewnętrznych pracę siłowni opartych na OZE elektrownie węglowe wciąż stanowią ważny element stabilizujący Krajowy System Energetyczny i są gwarantem bezpieczeństwa energetycznego kraju (Bednorz 2023; Naworyta 2023; Widera i in. 2024).

Obok wyżej wspomnianych ograniczeń wynikających z cech odnawialnych źródeł energii w domowych instalacjach występuje jeszcze inne niekorzystne zjawisko. Produkują prąd głównie w ciągu dnia, kiedy domownicy są poza domem. Rano i wieczorem konsumpcja prądu

¹ AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie; ORCID iD: 0000-0003-4569-3907;
e-mail: naworyta@agh.edu.pl



Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej (po lewej) oraz produkcji prądu (po prawej) w Polsce w roku 2023 z podziałem na źródła (PSE 2024)

Fig. 1. Structure of installed capacity (left) and electricity production (right) in Poland in 2023, divided into sources (PSE 2024)

du w gospodarstwach domowych jest wysoka, a produkcja prądu niska. Z tych powodów zużycie własne prądu wyprodukowanego w domowych instalacjach, czyli tzw. autokonsumpcja, jest niska, średnio na poziomie 15–25% (Biernacki 2022). Dane pochodzące od sprzedawców urządzeń PV wskazują na wartości 20–30%, a nawet 30–40%, ale wnioski płynące z niniejszego opracowania wskazują, że są to dane znacznie zawyżone (Akademia Fotowoltaiki, FiberLink, Lepiej Tauron). W znaczącej większości prąd wytworzony w domowych instalacjach PV trafia do sieci energetycznej. Nie jest to zjawisko korzystne, bo przy dużym udziale instalacji PV w strukturze zainstalowanej mocy KSE, w czasie wysokiego nasłonecznienia występuje nadwyżka energii w sieci, co lokalnie może skutkować podniesieniem napięcia. Nadprodukcja prądu w skali lokalnej może prowadzić do awaryjnego wyłączenia instalacji PV albo nawet do awarii odbiorników energii (Ciszak 2024). W konsekwencji wyłączają się niektóre instalacje, głównie siłownie słoneczne i wiatrowe. W tym samym czasie elektrownie węglowe obniżają produkcję, ale nie mogą być całkowicie wygaszone, bo już w nocy produkcja prądu opiera się głównie na paliwach kopalnych.

Aby zwiększyć poziom autokonsumpcji, propaguje się instalowanie domowych magazynów energii (ME). Warunkiem uzyskania państwowej dotacji do przydomowej instalacji PV jest zainstalowanie takiego magazynu (Mój Prąd). Wiąże się to jednak z dużym nakładem inwestycyjnym, którego ekonomiczne uzasadnienie rodzi wątpliwości. Niepewność co do zasadności łączenia instalacji PV z ME była jednym z powodów dla wykonania analiz, które są przedmiotem niniejszej pracy.

W poniższym rozdziale przedstawiono analizę skuteczności działania magazynów energii (ME) we współpracy z domową instalacją PV. Analizy samej instalacji PV przeprowadzono na podstawie rzeczywistych wyników produkcji i zużycia energii z okresu jednego roku. Działanie ME w dwóch wariantach pojemności przeprowadzono na podstawie symulacji w oparciu o rzeczywistą charakterystykę produkcji i zużycia energii w przykładowym gospodarstwie domowym. Obserwacje przeprowadzono w warunkach klimatycznych szerokości geograficznej, w jakiej znajduje się Polska. W Polsce występują cztery główne pory roku, które różnią się znacznie pod względem temperatury i nasłonecznienia. Warunki klimatyczne mają kluczowy wpływ na działanie instalacji PV oraz na domowe zużycie energii. Wyników i wniosków przedstawionych w artykule nie należy przenosić na warunki krajów skandynawskich ani śródziemnomorskich, w których panują odmienne uwarunkowania klimatyczne.

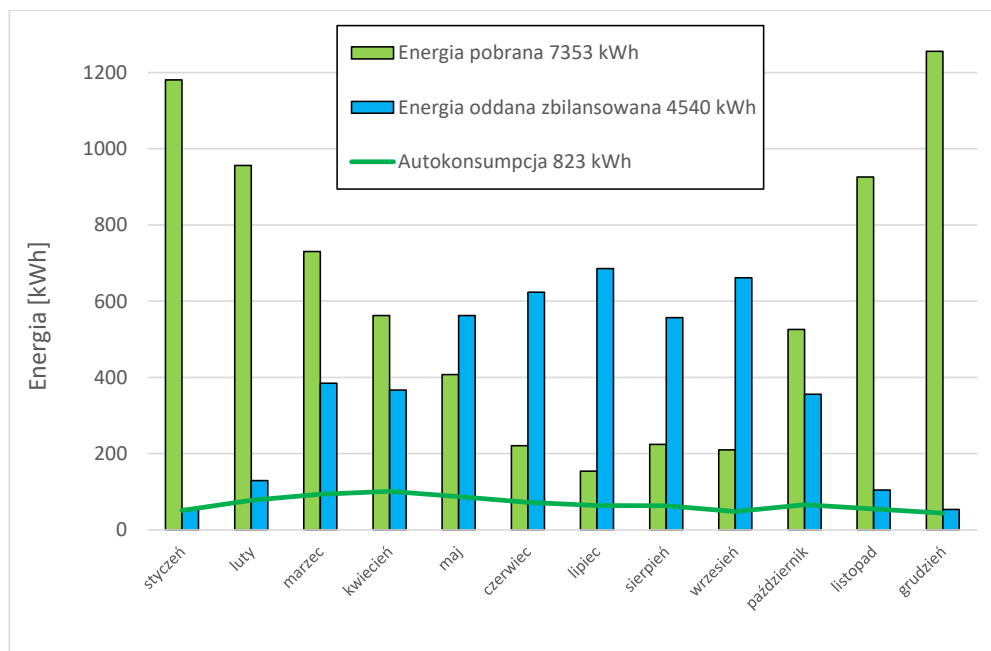
1. Urządzenia pomiarowe i materiał badawczy

Urządzenia będące przedmiotem obserwacji i analiz zamontowane zostały w średniej wielkości domu jednorodzinnym, który został wyposażony w powietrzną pompę ciepła o mocy 7,5 MW do ogrzewania wody użytkowej CWU oraz ogrzewania domu CO w systemie podłogowym, niskotemperaturowym. Na skośnej połaci dachu o wystawie południowej zainstalowano panele fotowoltaiczne (PV) o mocy 6,5 MWp. Dom ma prostą konstrukcję, w której powierzchnia zewnętrzna jest możliwie niewielka w stosunku do jego kubatury. W konstrukcji domu nie ma mostków cieplnych, które mogłyby wpływać na straty energetyczne. Jest dobrze ocieplony warstwą styropianu o grubości 20 cm. Wentylacja wnętrza realizowana jest przy pomocy rekuperatora, w którym ciepło powietrza zużytego wykorzystywane jest do ogrzewania powietrza świeżego. Wszystkie procesy w domu zależą od energii elektrycznej. Nie zainstalowano kominka ani instalacji gazowej. Wykonana analiza ciepła budynku wykazała wysoką energooszczędność.

Produkcję prądu w instalacji PV obserwowano w okresie 3 lat. Wyniki w każdym roku są powtarzalne, dlatego w artykule wybrano 2023 rok, w którym obok instalacji PV funkcjonowała również pompa ciepła, która zwiększyła roczne zużycie energii elektrycznej o około 3000 kWh. W okresie letnim do chłodzenia wykorzystywane były agregaty klimatyzacyjne. Ponieważ co do zasady pracują one w ciągu upalnych dni, czyli przy dużym nasłonecznieniu, można przyjąć, że do ich działania wykorzystywana była energia z instalacji PV, która w takich warunkach pracuje wydajnie. Tym samym urządzenia klimatyzacyjne wpłynęły na wzrost autokonsumpcji energii. Zużycie oraz produkcję prądu z instalacji fotowoltaicznej odczytano z licznika udostępnionego w trybie on-line przez dostawcę energii elektrycznej.

2. Produkcja i zużycie energii w domu jednorodzinnym w ciągu roku w warunkach klimatycznych Polski

Na wykresie (rys. 2) zestawiono trzy wielkości – pobór prądu, ilość energii oddanej zbilansowanej, czyli wyprodukowanej, ale nie zużytej, tylko oddanej do sieci oraz poziom



Rys. 2. Roczny bilans zużycia i produkcji energii elektrycznej w domu jednorodzinnym z instalacją PV o mocy 6,5 kWp oraz z pompą ciepła o mocy 7,5 kW

Fig. 2. Annual balance of electricity consumption and production in a single-family house with a 6.5 kWp PV installation and a 7.5 kW heat pump

autokonsumpcji, czyli ilość energii wyprodukowanej w instalacji PV i wykorzystanej w domowych odbiornikach.

Na wykresie widać, że maksima produkcji i zużycia są przesunięte w fazie o pół roku. Najwyższe zużycie prądu występuje w miesiącach zimowych – od listopada do lutego. Wtedy energia wykorzystywana jest do ogrzewania domu (CO) i wody użytkowej (CWU), którego zużycie w okresie zimowym jest większe niż w lecie. W zimie, ze względu na krótki dzień, więcej prądu zużywa się na oświetlenie domu. W okresie letnim, gdy dzień trwa długo, sztuczne oświetlenie wykorzystywane jest tylko wyjątkowo. Dom w lecie nie jest ogrzewany, a ogrzewanie wody CWU pompą ciepła działa głównie w ciągu dnia, kiedy energia produkowana jest przez instalację PV. W lecie noce zmagazynowana w bojlerze woda CWU nie wytraca ciepła, dlatego nie musi być podgrzewana w czasie, gdy energia nie jest produkowana w instalacji PV. Produkcja prądu w przydomowej instalacji PV podąża za intensywnością nasłonecznienia. Największa jest w okresie od kwietnia do września.

Przy przedstawionych parametrach instalacji PV oraz urządzeń elektrycznych zainstalowanych w przedmiotowym domu z sieci (KSE) w ciągu roku pobrano 7353 kWh energii. W tym samym okresie w instalacji PV wyprodukowano 5363 kWh energii, z czego na miejscu wykorzystano 823,6 kWh. Po zbilansowaniu ilość energii wysłanej do sieci wyniosła 4540 kWh. Przy tak dobranych parametrach dom teoretycznie mógłby być niemal energe-

tycznie samowystarczalny. Niestety ze względu na półroczne przesunięcie w fazie maksimów zapotrzebowania i produkcji w miesiącach zimowych konieczne jest korzystanie z energii dostarczanej z sieci KSE, a w miesiącach letnich spora nadwyżka energii z instalacji PV wysyłana jest do KSE. Zwraca uwagę bardzo niska autokonsumpcja. Na domowe potrzeby w ciągu roku wykorzystano zaledwie 823,6 kWh, co stanowi 15,4% z 5363 kWh łącznej energii wyprodukowanej w instalacji PV.

3. Idealny magazyn energii sprzężony z domową instalacją PV – idea i symulacja działania

Rozwiązaniem problemu braku zrównoważenia produkcji i zużycia prądu mógłby być magazyn energii o pojemności odpowiadającej zapotrzebowaniu na prąd w zimniejszym półroczu, czyli w tym przypadku o pojemności ok 5 MWh. W zimniejszym półroczu 2023 r., czyli od października do marca, zużyto 5961 kWh, z czego tylko 388 kWh zostało pokryte z własnej produkcji w instalacji PV. Magazyn oprócz odpowiedniej pojemności musiałby spełniać jeszcze jeden warunek – energia zmagazynowana w półroczu cieplejszym, czyli w okresie od kwietnia do września, musiałaby pozostać w urządzeniu do czasu jej wykorzystania w półroczu zimniejszym, bez strat. Najbardziej popularny ME ma pojemność ponad tysiąc razy mniejszą (5 kWh) niż konieczna dla zbilansowania zapotrzebowania zimowego energią wyprodukowaną w lecie. Wynika stąd, że zbilansowanie różnic w trybie lato–zima przy oferowanych obecnie urządzeniach, od 5 do 20 kWh nie jest możliwe. Nie ma magazynów, które mogłyby skutecznie i bez strat funkcjonować w trybie lato–zima. Magazyny domowe są zaprojektowane do pracy w trybie dzień–noc.

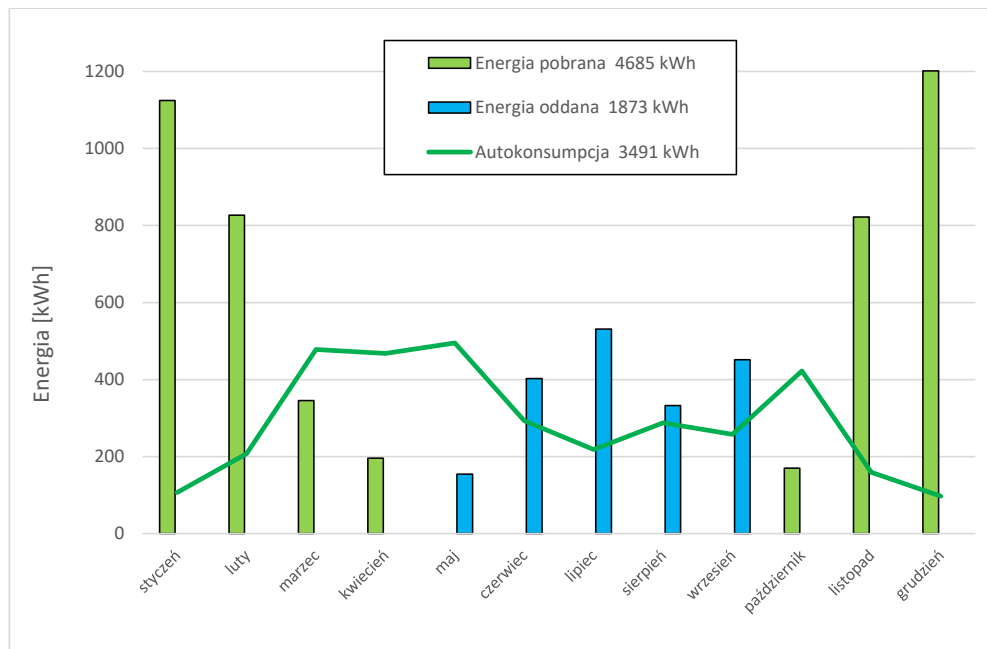
Aby sprawdzić przydatność ME pracującego w trybie dzień–noc, przeprowadzono symulację, na potrzeby której wprowadzono pojęcie magazynu idealnego (MI). Jest to konstrukt czysto teoretyczny spełniający następujące warunki:

- Pojemność umożliwia bieżące magazynowanie dziennych nadwyżek energii i bieżące wykorzystanie w okresach, kiedy instalacja PV nie produkuje prądu, albo produkuje go mniej niż wynosi bieżące zużycie.
- Magazyn może zakumulować nadwyżkę energii i wykorzystać ją z opóźnieniem do dwóch tygodni.
- Magazyn pobiera i oddaje energię bez strat.

Warunek trzeci z fizycznego punktu widzenia nie jest możliwy do spełnienia. Nie ma takiego magazynu energii, który pracowałby bez strat w trybie ładowania i oddawania prądu. Również pierwszy warunek jest trudny do spełnienia, co zostanie zilustrowane dalej. Z analiz wykresów dziennych zużycia i produkcji prądu wynika, że pojemność magazynu idealnego powinna sięgać 40 kWh, czyli poziomu najwyższej dziennej produkcji analizowanej instalacji PV, której moc wynosi 6,5 kWp.

Obliczenia dokonano przez proste zbilansowanie nadwyżek produkcji energii w każdym miesiącu z energią pobraną. Na wykresie (rys. 3) przedstawiono roczny bilans energetyczny domu w warunkach zastosowania magazynu idealnego (MI). Prąd wyprodukowany w miesiącach zimowych został w całości wykorzystany na miejscu, a w okresie letnim istniejące

zapotrzebowanie na pobór energii z sieci zostało w pełni zaspokojone energią wyprodukowaną w instalacji PV. Na wykresie widoczne jest nieznaczne zmniejszenie zużycia prądu w miesiącach zimowych oraz nieznaczne zmniejszenie ilości energii oddanej do sieci w miesiącach letnich. Wciąż jednak widoczne są dwa maksima – maksimum zużycia w zimie i maksimum nadprodukcji w lecie. W miesiącach zimniejszych wciąż konieczne jest wykorzystanie prądu z sieci energetycznej w łącznej ilości 4685 kWh, a w miesiącach cieplejszych do sieci oddano energię w ilości 1873 kWh, która nie znalazła zapotrzebowania na miejscu.



Rys. 3. Symulowany roczny bilans energetyczny jako wynik zastosowania magazynu idealnego (MI)

Fig. 3. Simulated annual energy balance as a result of using an ideal energy storage unit

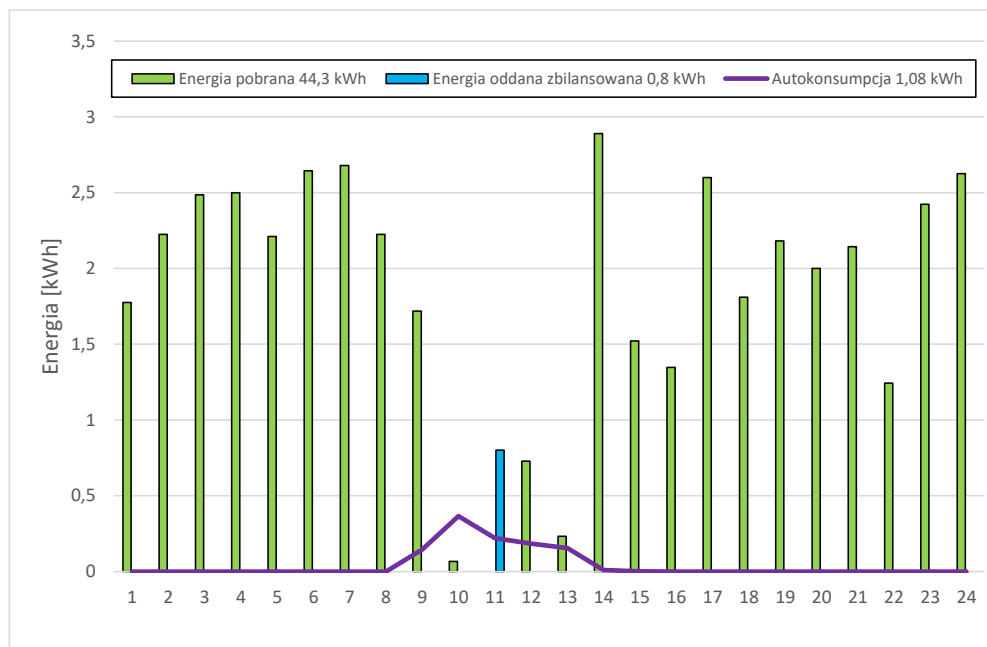
Roczna autokonsumpcja wyraźnie wzrosła z pierwotnej na poziomie 823 do 3497 kWh po zastosowaniu MI, co przekłada się na wzrost z 15,7 do 65,1% w skali roku. Kształt wykresu wskazuje na ważną prawidłowość – największa teoretyczna autokonsumpcja możliwa jest w miesiącach, w których istnieje względna równowaga pomiędzy produkcją a zużyciem energii, czyli w tym przypadku od marca do maja oraz w październiku. Widać to wyraźnie, gdy porówna się wykresy z rysunków 2 i 3. Niska autokonsumpcja pozostaje w miesiącach zimowych, tj. od listopada do lutego oraz w lecie – od czerwca do września. Zwiększenie autokonsumpcji rocznej do 65,1% przy zastosowaniu MI wyznacza teoretyczną granicę podniesienia autokonsumpcji. W rzeczywistości kryteria MI przedstawione wyżej są nie do spełnienia. To oznacza, że biorąc pod uwagę wszystkie ograniczenia rzeczywistych ME, poprawa wielkości autokonsumpcji będzie znacznie niższa niż wyznaczona w tej symulacji granica 65,1%. Wadą dostępnych na rynku ME jest stopniowa utrata pojemności magazyno-

wej z czasem oraz nieliniowa charakterystyka procesu ładowania i rozładowania oraz czas trwania tych procesów. W handlu stosuje się pojęcie pojemności nominalnej magazynów energii, tymczasem pojemność rzeczywista, zwana użytkową, dochodzi co najwyżej do 80% pojemności nominalnej (Bajorski 2024; Gramwzielone 2024).

Z analiz wykresów (rys. 2 i 3) wynika kluczowy wniosek. Magazyn energii nie sprawdza się w okresie zimowym, bo nie występują wtedy znaczące nadwyżki wyprodukowanego prądu. Wtedy konieczny jest pobór energii z sieci, która w polskich warunkach produkowana jest przede wszystkim z paliw kopalnych. W półroczu ciepłym nie ma potrzeby magazynowania nadwyżek energii, bo w nocy zapotrzebowanie na prąd jest minimalne, niegwarantujące zużycia energii wyprodukowanej i zmagazynowanej w ciągu dnia.

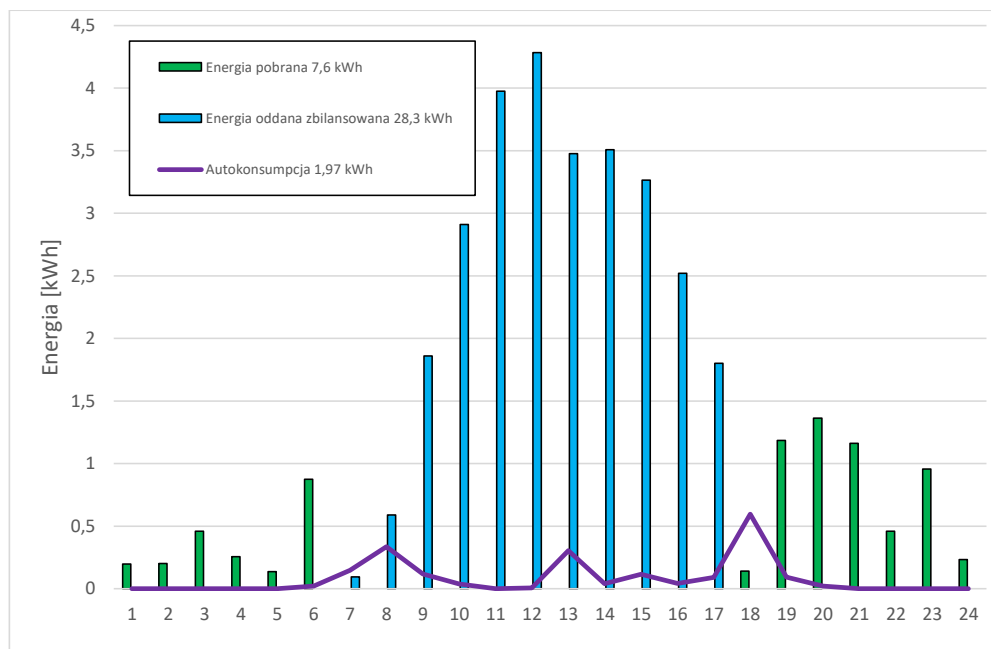
4. Naturalne ograniczenia pracy domowego magazynu energii wynikające z uwarunkowań klimatycznych

Na wykresach (rys. 4 i 5) zilustrowano naturalne bariery ograniczające wydajność pracy ME wynikające z uwarunkowań klimatycznych. Wykresy pokazują bilans dobowy w najbardziej skrajnych pod względem warunków słonecznych dniach w 2023 roku: 23 grudnia oraz 22 czerwca. W grudniu (rys. 4) produkcja prądu w instalacji PV odbywa się w godzinach od



Rys. 4. Energia pobrana, oddana do sieci oraz poziom autokonsumpcji w ciągu doby 23 grudnia 2023 r.

Fig. 4. Energy collected, fed into the network and the level of self-consumption during the day on December 23, 2023



Rys. 5. Energia pobrana, oddana do sieci oraz poziom autokonsumpcji w ciągu doby 22 czerwca 2023 r.

Fig. 5. Energy collected, fed into the network and the level of self-consumption during the day on June 22, 2023

10 do 13, co przekłada się na spadek poboru energii z sieci. Mimo wysokiego zapotrzebowania część wytworzonej energii w ilości 0,8 kWh została oddana. Ze względu na niską temperaturę powietrza pompa ciepła pracuje w trybie ciągłym, przez co zużycie energii w ciągu całej doby wyniosło 44,3 kWh. Autokonsumpcja energii wyniosła zaledwie 1,08 kWh.

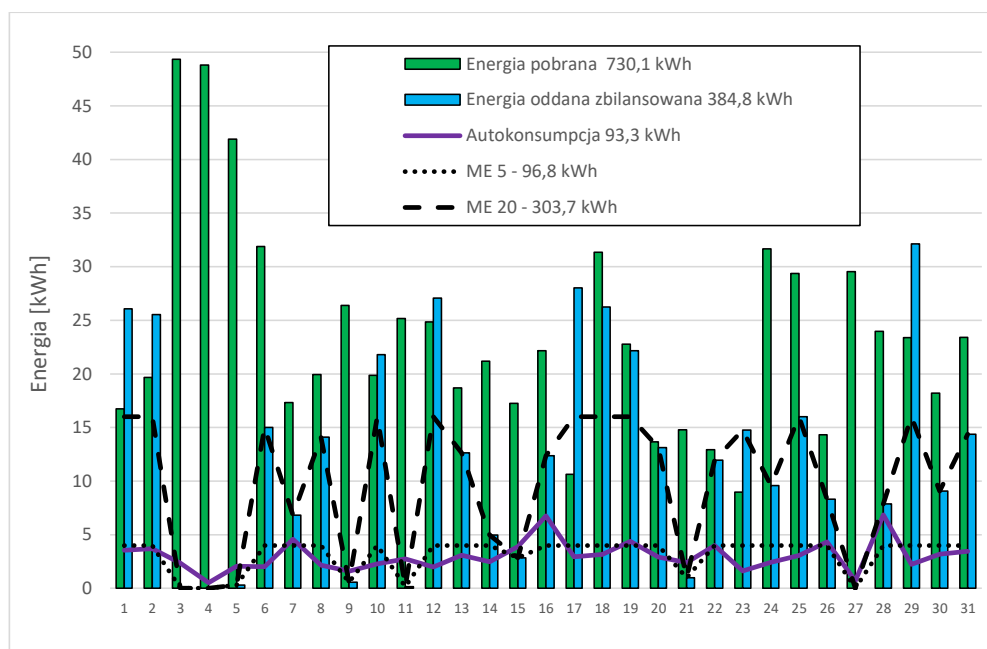
Bilans z 22 czerwca pokazany na wykresie (rys. 5) przedstawia się kontrastowo wobec wykresu z grudnia. Dobowy pobór energii wynosi zaledwie 7,6 kWh, podczas gdy ilość energii oddanej do sieci wynosi aż 28,3 kWh. Mimo wysokiej produkcji prądu autokonsumpcja na poziomie 1,97 kWh jest niemal identyczna jak w grudniu.

Na obydwu wykresach, które przedstawiają skrajnie różne relacje produkcji i zużycia prądu, zwraca uwagę bardzo niski wskaźnik autokonsumpcji. W grudniu, ze względu na niską produkcję instalacji PV autokonsumpcja wyniosła 1,08 kWh, co przy łącznie bardzo niskiej produkcji prądu stanowi aż 57,4%. W czerwcu zaś autokonsumpcja wyniosła 1,97 kWh i przy wysokiej produkcji stanowi to zaledwie 6,5%. Ten przykład wskazuje, że względny wskaźnik autokonsumpcji, wyrażony w procentach, nie nadaje się do oceny i porównania zjawiska wykorzystania wyprodukowanej energii w różnych miesiącach roku. Ważny jest jeszcze jeden wniosek. Ograniczenia pracy magazynów energii wynikają nie tylko z niskiej produkcji, jak na przykładzie z grudnia, ale również z niskiego zużycia, jak w czerwcu. Jeden i drugi przykład cechuje skrajna nierównowaga podaży energii i zużycia.

5. Symulacja funkcjonowania magazynu energii w okresie sprzyjającym magazynowaniu oraz w miesiącach skrajnie niekorzystnych dla tego procesu

Z wykresu na rysunku 3 wynika, że magazyn energii może dobrze funkcjonować w okresach przejściowych, w okresie wiosennym, od marca do maja oraz jesienią, czyli w październiku. W okresach przejściowych występują korzystne warunki dla produkcji energii w instalacji PV. Temperatura powietrza jest względnie niska, dzień jest coraz dłuższy, a kąt padania promieni słonecznych na powierzchnię paneli PV sprzyja produkcji energii. Wiosną występuje wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną, bo mimo rosnących temperatur, wciąż konieczne jest energochłonne ogrzewanie. W październiku sytuacja jest podobna. Produkcja prądu jeszcze jest wysoka, ale temperatura powietrza sprawia, że włącza się ogrzewanie.

Wykres (rys. 6) przedstawia bilans energetyczny z marca 2023 roku. Łącznie w marcu pobrano z sieci 730,1 kWh, a oddano 384,8 kWh. Autokonsumpcja wyniosła 93,3 kWh, co w stosunku do 478,1 kWh wyprodukowanej energii stanowi 19,5%.



Rys. 6. Bilans energii pobranej i oddanej w marcu 2023 r. Linie przerywane wskazują możliwości magazynowania energii w dwóch wariantach pojemności magazynu w zależności od zmieniającej się sytuacji dobowej produkcji i zużycia energii elektrycznej

Fig. 6. Balance of energy consumed and delivered in March 2023. The dashed lines indicate the possibilities of storing energy in two variants of storage capacity depending on the changing situation of daily production and consumption of electricity

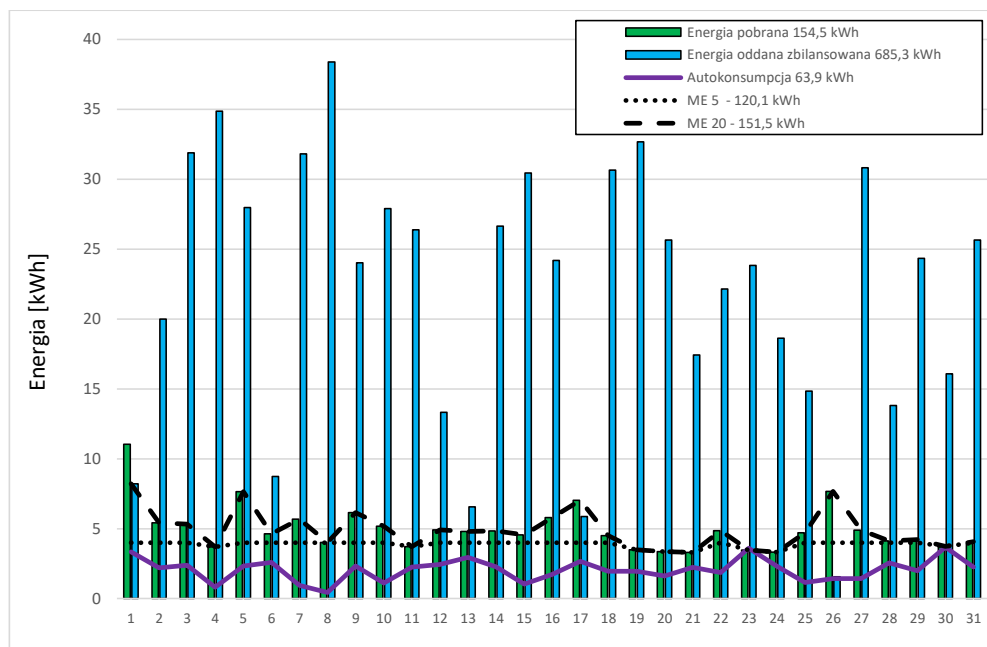
Linie przerywane na wykresie ilustrują dzienne możliwości magazynowania energii w wariantach magazynów o pojemności nominalnej 5 i 20 kWh. W symulacji przyjęto, że pojemność użytkowa magazynu stanowi 80% pojemności nominalnej, czyli w wariancie ME 5 jest to 4 kWh a w wariancie ME 20 – 16 kWh. Przy dziennych wartościach nadprodukcji energii wahających się od kilku do prawie 35 kWh magazyn w wersji ME 5 nie może pobrać więcej niż 4 kWh z całej dobowej nadprodukcji. Gdyby taki magazyn pracował bez strat to miesięczny wskaźnik autokonsumpcji wzrośnie z 19,5 do 39,8%. Wykorzystanie nadwyżek energii wygląda znacznie lepiej w wariancie ME 20. Energia wykorzystana w tym wariancie wynosi łącznie 303,7 kWh, co oznacza wzrost autokonsumpcji do poziomu 83%.

Dla dostrzeżenia niektórych problemów magazynowania energii warto przyjrzeć się bliżej wykresowi na rysunku 6. W pierwszych dniach marca dobową nadwyżkę sięga ponad 25 kWh. Gdyby magazyn niezależnie od wariantu naładował się do pełna, to w drugim dniu już nie może pobrać energii i cała nadwyżka z 2 marca musi być oddana do sieci. W dniu 3 marca występuje wysokie zapotrzebowanie na energię, ale energia zmagazynowana w dniu 2 marca w ciągu dnia została wykorzystana w nocy 2/3 marca. Od 3 do 5 marca magazyn jest pusty, bo wtedy nie występują nadwyżki energii dające się zmagazynować. W przedstawionym przykładzie magazyn w wariancie ME 5 właściwie nie jest w stanie zmagazynować nadwyżek wyprodukowanej energii, bo te niemal codziennie przekraczają jego pojemność. Również w wariancie ME 20 nie wszystkie nadwyżki mogły zostać zmagazynowane.

Mimo pokazanych ograniczeń sytuacja w marcu przedstawia się jako bardzo korzystna dla magazynowania w trybie dzień–noc. Na kolejnych wykresach przedstawiono dwie inne symulacje opracowane na podstawie danych z miesięcy, które skrajnie różnią się pod względem możliwości magazynowania: z lipca (rys. 7) i listopada (rys. 8).

W lipcu występują duże nadwyżki energii wyprodukowanej, ale zużycie prądu jest na bardzo niskim poziomie. W całym miesiącu pobrano z sieci 154,5 kWh. W tych warunkach autokonsumpcja na poziomie 151,5 kWh stanowi zaledwie 8,5% łącznej energii wyprodukowanej w instalacji PV (749,2 kWh). W lipcu problem wykorzystania pojemności magazynowej i podniesienia autokonsumpcji leży w niskim zapotrzebowaniu na prąd. Magazyn ME 5 dobrze spełnia swoje zadanie, bo akumuluje energię w ilości niemal równej dobowemu zużyciu. Autokonsumpcja prądu wzrasta do 24,6%. Większy magazyn ME 20 w ciągu całego miesiąca wykorzystuje tylko czwartą część swojej pojemności. Przy niskim poziomie zużycia magazyn z dnia na dzień nie odzyskuje pojemności magazynowej. Łącznie w całym miesiącu może zakumulować 151,5 kWh, co niewiele przekracza pojemność magazynu ME 5, który w lipcu pobrał i oddał 120,1 kWh. Autokonsumpcja w przypadku ME 20 wzrasta do 28,7%, co stanowi niewielką poprawę wobec 24,6% w wariancie ME 5.

Sytuacja z listopada różni się diametralnie od tej z lipca. Występuje wysokie zużycie energii (929,8 kWh) przy bardzo niskim poziomie produkcji. Do sieci oddano 104,4 kWh. Autokonsumpcja na poziomie 55 kWh wobec niskiej produkcji (159,4 kWh) wyniosła w listopadzie 34,5%. Mimo wysokiego zużycia prądu i niskiej produkcji ponad 2/3 wyprodukowanego w instalacji PV prądu zostało oddane do sieci. W wariancie ME 5 możliwe jest zmagazynowanie 50,3 kWh wyprodukowanej energii, co spowoduje podniesienie miesięcznej autokonsumpcji do poziomu 66,1%. Większy magazyn ME 20 zatrzyma niemal w całości występujące nadwyżki w ilości 104,2 kWh, co podnosi autokonsumpcję do poziomu 99,9%.



Rys. 7. Bilans energii pobranej i oddanej w lipcu 2023 r. Linie przerywane wskazują możliwości magazynowania energii w dwóch wariantach pojemności magazynu w zależności od zmieniającej się sytuacji dobowej produkcji i zużycia energii elektrycznej

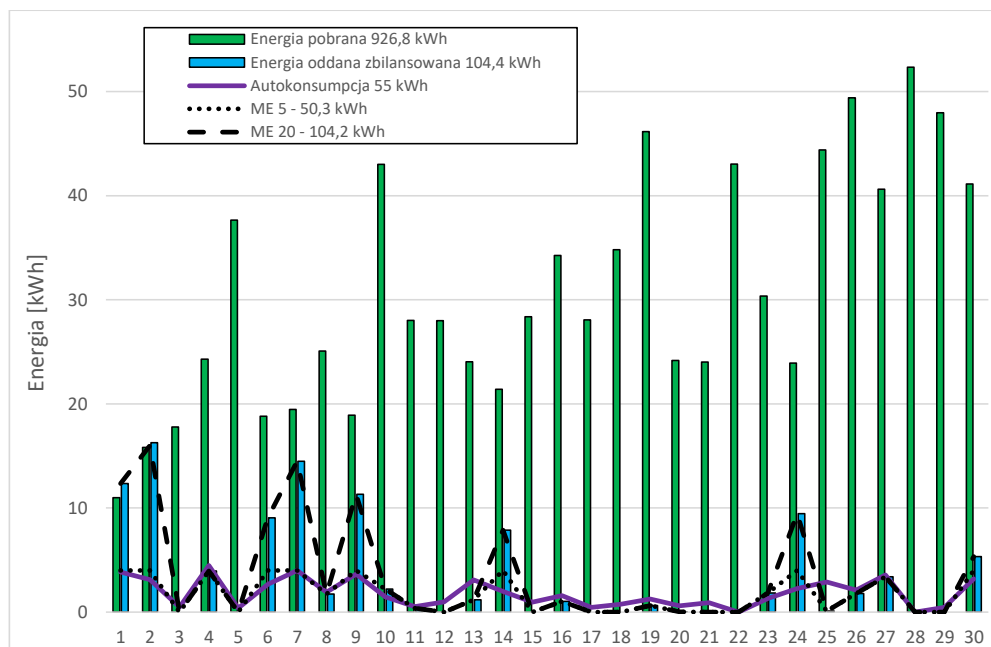
Fig. 7. Balance of energy consumed and delivered in July 2023. The dashed lines indicate the possibilities of storing energy in two variants of storage capacity depending on the changing situation of daily production and consumption of electricity

Ze względu na niewielkie dzienne nadwyżki produkcji energii magazyn ME 20 wykorzystuje tylko niewielką część swojej pojemności, podobnie jak w lipcu, jednak z całkiem innego powodu.

Obydwa przykłady wskazują, że dla dobrego wykorzystania pojemności magazynów energii konieczna jest względna równowaga pomiędzy produkcją i zużyciem prądu, tak jak to pokazano na przykładzie z marca. Bilanse energii z lipca i listopada cechują się skrajną nierównowagą. Przykład z lipca jest reprezentatywny dla miesięcy ciepłych, od czerwca do września, a z listopada dobrze reprezentuje miesiące zimne, od listopada do lutego. Tylko w miesiącach przejściowych wydajność magazynów energii jest największa.

W tabeli 1 zestawiono wielkość autokonsumpcji rzeczywistej (AK) w analizowanym domu oraz wyniki symulacji autokonsumpcji energii wyprodukowanej w instalacji PV w współpracy z magazynem energii w wariantach ME 5 (AK ME 5) i ME 20 (AK ME 20) oraz w wariantcie magazynu idealnego (AK MI) w ujęciu miesięcznym w 2023 roku.

Na wykresie (rys. 9) przedstawiono wyniki symulacji magazynowania energii w wariantcie ME 5, ME 20 oraz magazynu idealnego (MI) dla wszystkich miesięcy w roku. Linia ciągłą pokazano poziom rzeczywistej autokonsumpcji wynikający z danych pomiarowych.



Rys. 8. Bilans energii pobranej i oddanej w listopadzie 2023 r. Linie przerywane wskazują możliwości magazynowania energii w dwóch wariantach pojemności rzeczywistej ME w zależności od dobowej produkcji i dobowego zużycia energii elektrycznej.

Fig. 8. Balance of energy consumed and delivered in November 2023. The dashed lines indicate the possibilities of energy storage in two variants of the actual ME capacity depending on the daily production and daily consumption of electricity.

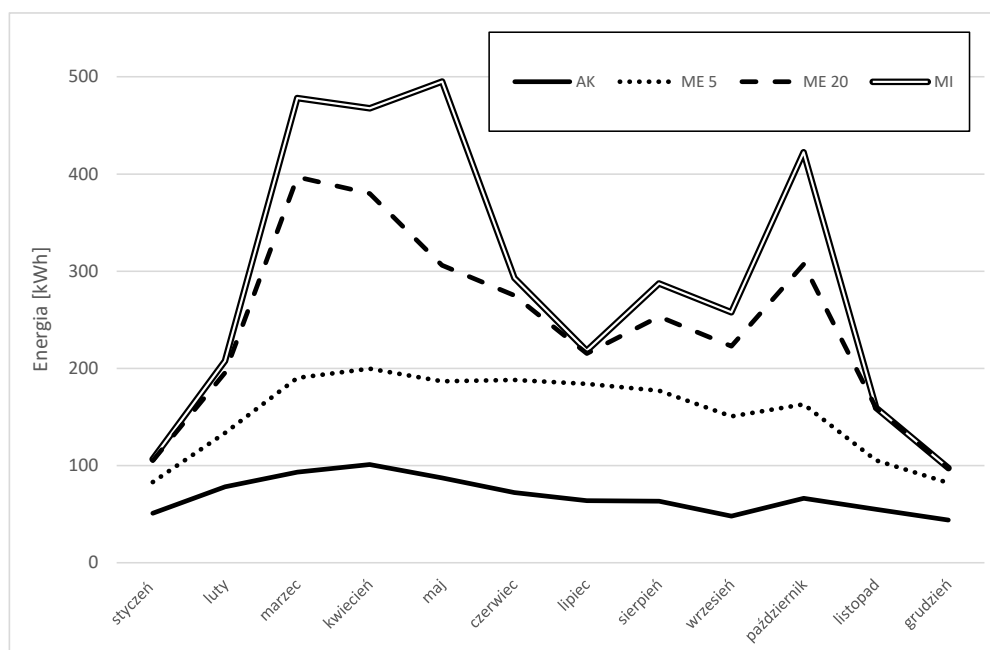
Na wykresie (rys. 10) pokazano wskaźniki procentowe autokonsumpcji jako ilość energii wykorzystanej na miejscu w stosunku do łącznej produkcji miesięcznej. W skali roku autokonsumpcja w wariantcie ME 5 wynosi 34,4%, co oznacza ponad dwukrotną poprawę w stosunku do wariantu bez magazynu. W wersji ME 20 autokonsumpcja wzrasta do poziomu 54,3%. Granicę autokonsumpcji wyznacza wariant z zastosowaniem magazynu idealnego, czyli poziom 65,1%.

Przy ocenie efektywności magazynu energii w skali miesięcznej nie można posługiwać się wyłącznie wielkością wyrażoną w procentach w stosunku do energii wyprodukowanej. Więcej informacji przynosi wykres energii zmagazynowanej i skonsumowanej (rys. 10). Wady magazynów energii najlepiej objawiają się w okresie letnim, od czerwca do września, kiedy występuje duża nadwyżka wyprodukowanej energii, ale nie jest ona na bieżąco wykorzystywana oraz w okresie zimowym od listopada do lutego, kiedy przy wysokim zapotrzebowaniu ilość wyprodukowanego prądu jest niewielka. Najlepsze efekty magazynowania pod względem ilości i wzrostu autokonsumpcji występują dla okresów przejściowych, od marca do maja oraz w październiku.

TABELA 1. Zestawienie autokonsumpcji energii rzeczywistej (AK) oraz autokonsumpcji jako wynik symulacji w trzech wariantach: magazynu ME 5, ME 20 oraz magazynu idealnego (MI) w ujęciu miesięcznym w 2023 roku, w kWh [%]

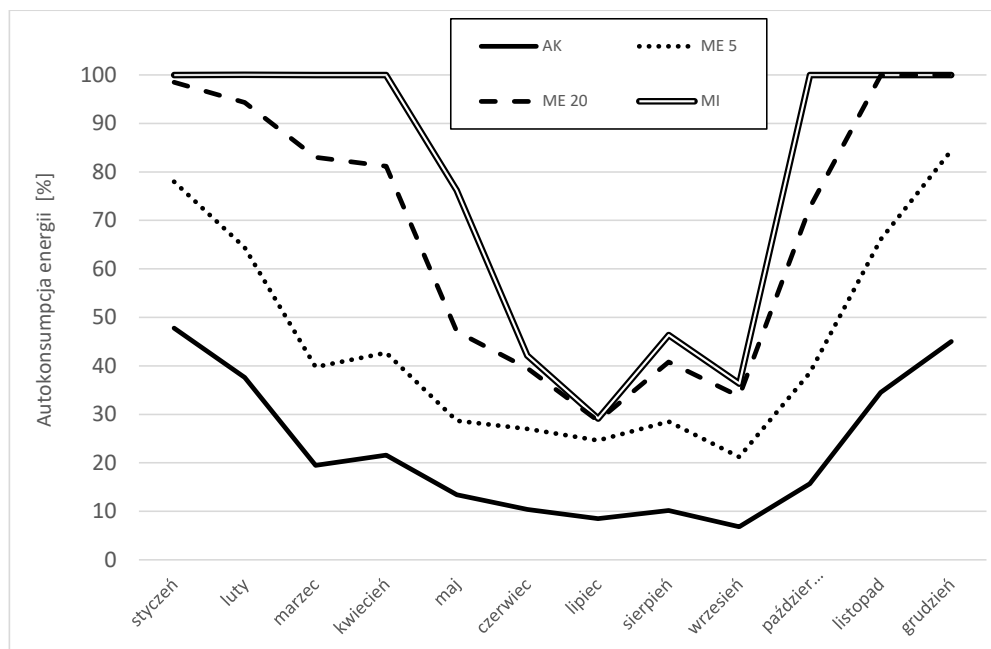
TABLE 1. Summary of actual energy self-consumption (ESC) and self-consumption as a result of simulation in three variants: ESU 5, ESU 20 and ideal storage (IES) on a monthly basis in 2023, in kWh [%]

Wyszczególnienie	AK	AK ME 5	AK ME 20	AK MI
	kWh [%]	kWh [%]	kWh [%]	kWh [%]
Styczeń	51 (47,8)	83,1 (78)	105 (98,5)	106,6 (100)
Luty	78,1 (37,6)	133,7 (64,4)	195,6 (94,3)	207,53 (100)
Marzec	93,3 (19,5)	190,1 (39,8)	397 (83,0)	478,1 (100)
Kwiecień	101,1 (21,6)	199,7 (42,7)	380 (81,2)	467,7 (100)
Maj	87,3 (13,4)	186,7 (28,7)	306,2 (47,1)	495,1 (76,2)
Czerwiec	72,3 (10,4)	188 (27,0)	275,2 (39,5)	293 (42,1)
Lipiec	63,9 (8,5)	184 (24,6)	215,4 (28,7)	218,2 (29,1)
Sierpień	63,2 (10,2)	177 (28,5)	253,3 (40,8)	287,5 (46,4)
Wrzesień	48 (6,8)	150,5 (21,2)	222,8 (33,7)	257,8 (36,3)
Październik	66,4 (15,7)	163,1 (38,6)	307,3 (72,7)	422,43 (100)
listopad	55 (34,5)	105,3 (66,1)	159,2 (99,9)	159,4 (100)
Grudzień	43,8 (45,0)	82,2 (84,4)	97,4 (100)	97,4 (100)



Rys. 9. Energia zmagazynowana w skali roku w okresach miesięcznych przy zastosowaniu magazynów w wersji ME 5, ME 20 oraz magazynu idealnego (MI) na tle poziomu rzeczywistej autokonsumpcji bez magazynowania energii

Fig. 9. Energy stored annually in monthly periods using ESU 5, ESU 20 and ideal energy storage (IES) variants compared to the level of actual self-consumption (ESC) without the use of energy storage [kWh]



Rys. 10. Wskaźnik autokonsumpcji wyrażony ilością energii wykorzystanej z produkcji w instalacji PV przy zastosowaniu magazynów energii w wersji ME 5, ME 20 oraz magazynu idealnego (MI) na tle rzeczywistej autokonsumpcji bez magazynowania energii

Fig. 10. Self-consumption rate expressed in the amount of energy used from production in the PV installation using energy storage in the ESU 5, ESU 20 variants and the ideal energy storage (IES) against the background of actual self-consumption without the use of energy storage (ESC) [%]

Podsumowanie i wnioski

Analizy przedstawione w artykule wykazały że niezależnie od wariantu ME w polskich warunkach klimatycznych nie da się skompensować różnic produkcji i zużycia energii, które wynikają z warunków sezonowych. Dla zbilansowania produkcji i zużycia w skali roku konieczne byłoby zastosowanie magazynu pracującego w trybie lato–zima. Pojemność takiego magazynu powinna być około 1000 razy większa niż pojemność dostępnych na rynku domowych ME, które zaprojektowano do pracy w trybie dzień–noc. W artykule na danych rzeczywistych z domowej instalacji PV oraz rzeczywistej konsumpcji energii elektrycznej przeanalizowano działanie magazynu idealnego przystosowanego do pracy w trybie dzień–noc. Taki magazyn kompensujący wszystkie nadwyżki energii z bieżącym zapotrzebowaniem może podnieść autokonsumpcję roczną do poziomu ok. 65%. To w warunkach analizowanych urządzeń teoretyczna górna granica możliwości usprawnienia domowego układu PV i ME. Ponieważ istniejące magazyny zarówno pod względem ograniczonej pojemności, jak i charakterystyki pracy nie spełniają kryterium magazynu idealnego rzeczywiste możliwości podniesienia autokonsumpcji w skali roku są znacznie niższe.

ME pracuje wydajnie przede wszystkim w miesiącach przejściowych, w których występuje względna równowaga pomiędzy produkcją i zapotrzebowaniem na energię. W miesiącach letnich oraz w zimowych magazyny energii nie sprawdzają się. Występują naturalne ograniczenia w postaci braku nadwyżek, które można zmagazynować w miesiącach zimowych oraz niskiego zużycia prądu w miesiącach letnich. Przy bardzo wysokiej produkcji w lecie wskaźnik autokonsumpcji niezależnie od wariantu magazynu pozostaje na niskim poziomie od 24,6 do 28,7%. W miesiącach zimowych przy zastosowaniu ME autokonsumpcja wyrażona w procentach wzrasta, ale wynika to z odniesienia do niskiej miesięcznej produkcji prądu.

Przedstawione obserwacje, analizy oraz symulacje przeprowadzono dla warunków występujących w Polsce południowej. W warunkach polskiego klimatu występują cykliczne zmiany pogodowe w postaci czterech głównych pór roku. Pory roku różnią się pod względem temperatury, długości dnia oraz kąta padania promieni słonecznych. W zimie występują opady śniegu, które często uniemożliwiają produkcję prądu w instalacjach fotowoltaicznych. W lecie natomiast upały wpływają hamująco na wydajność pracy instalacji PV. Wyników przedstawionych w artykule oraz wniosków na nim opartych nie można przenieść na warunki w innych krajach europejskich, w innej szerokości geograficznej.

Podniesienie autokonsumpcji możliwe jest przez ładowanie auta elektrycznego w okresie letnim. Należy jednak zauważyć, że efekt ekologiczny takiego działania jest wątpliwy. Auto elektryczne ładowane w domu w okresie zimowym przyczyni się do drastycznego zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną w czasie kiedy jej produkcja z siłowni opartych na OZE jest najmniejsza. W warunkach polskich przyczyni się to do zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną z paliw kopalnych. Wynika stąd, że teoretycznie nieemisyjne auta elektryczne w warunkach polskiej struktury produkcji energii (rys. 1) będą powodować zwiększoną emisję gazów cieplarnianych w okresie zimowym. Ten wniosek odnosi się do wszystkich państw, w których ze względu na warunki sezonowe prąd w okresach o małym nasłonecznieniu produkuje się w oparciu o paliwa kopalne.

Literatura

- Akademia Fotowoltaiki. Autokonsumpcja w fotowoltaice. [Online] <https://akademia-fotowoltaiki.pl/autokonsumpcja-fotowoltaice> [Dostęp: 12.12.2024].
- Bajorski, J. 2024 – Ważne parametry magazynów energii: nie tylko pojemność! Budujemydom.pl. [Online] <https://budujemydom.pl/instalacje/kolektory-sloneczne-i-fotowoltaika/aktualnosci/110924-wazne-parametry-magazy-now-energii-nie-tylko-pojemnosc> [Dostęp: 12.12.2024].
- Bednorz, J. 2023 – Wojna z węglem czy wojna o węgiel? Dylemat polskiej polityki węglowej na tle konfliktu w Ukrainie. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(111), s. 53–64, DOI: 10.33223/zn/2023/05.
- Biernacik, E. 2022 – Autokonsumpcja – fotowoltaika na własne potrzeby. Enerad.pl. (29.07.2022, aktualizacja 12.04.2024).
- Ciszak, P. 2024 – Zaczęło się. Wyłączają część paneli słonecznych. Co się dzieje. Money.pl (28.03.2024). [Online] <https://www.money.pl/gospodarka/interweniuj-a-ws-pradu-z-oze-co-sie-dzieje-w-polskim-systemie-7010450443090912a.html> [Dostęp: 12.12.2024].
- FiberLink. Fotowoltaika. Co to jest autokonsumpcja. [Online] <https://fiberlink.pl/fotowoltaika/blog/co-to-jest-auto-konsumpcja> [Dostęp: 12.12.2024].
- Gramwzielone.pl. Przewodnik po magazynowaniu energii. [Online] <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/107139/przewodnik-po-magazynowaniu-energii-01> [Dostęp: 12.12.2024].

- Lepiej Tauron. Fotowoltaika: autokonsumpcja – jak ją zwiększyć. [Online] <https://lepiej.tauron.pl/zielona-energia/fotowoltaika-autokonsumpcja-jak-ja-zwiekszyc> [Dostęp: 12.12.2024].
- Mój Prąd – Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych. [Online] www.mojprad.gov.pl [Dostęp: 12.12.2024].
- Naworyta, W. 2023 – Jeśli nie węgiel to co? Transformacja energetyczna w kontekście rosyjskiej agresji w Ukrainie. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(111), s. 95–108, DOI: 10.33223/zn/2023/08.
- Raport PSE 2024 – Raport 2023 PSE. Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania Krajowego Systemu Energetycznego w 2023 r. Polskie Sieci Energetyczne SA. [Online] www.pse.pl [Dostęp: 12.12.2024].
- Raport URE 2024 – Raport. Energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacjach (w tym przez prosumentów) i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2023 r. Urząd Regulacji Energetyki. Warszawa, marzec 2024 r.
- Widera i in. 2024 – Widera, M., Naworyta, W. i Urbański, P. 2024 – Polish Energy sector's dependence on lignite mining: the process of transition. *Journal of sustainable mining* 23(4), s. 397–406, DOI: 10.46873/2300-3960.1432.

Ocena możliwości podniesienia autokonsumpcji energii z instalacji PV w gospodarstwie domowym przez zastosowanie magazynu energii

Słowa kluczowe: instalacja PV, pompa ciepła, deficyt energii, nadpodaż energii, magazyn energii

Streszczenie: Opracowanie jest próbą weryfikacji przydatności domowych magazynów energii (ME) dla zwiększenia autokonsumpcji energii z instalacji fotowoltaicznych (PV). Na przykładzie średniej wielkości domu jednorodzinnego wyposażonego w instalację PV, pompę ciepła, wentylację z rekuperacją oraz klimatyzację przedstawiono zużycie oraz produkcję prądu elektrycznego. Sprawdzono, kiedy instalacja PV produkuje najwięcej energii oraz kiedy występuje największe jej zużycie. Na podstawie tych wielkości przeanalizowano możliwość magazynowania energii w domowych ME. Przeprowadzono symulacje w dwóch wariantach pojemności oferowanych na rynku urządzeń. Jako kryterium oceny ME przyjęto roczny poziom zużycia wytworzonego prądu w miejscu jego wytworzenia, czyli autokonsumpcję. W typowej domowej instalacji PV jest ona na niskim poziomie od 15 do 25%. Na podstawie przeprowadzonych symulacji określono możliwość podniesienia autokonsumpcji. Analizy odnoszą się do warunków klimatycznych Polski, gdzie występują cztery główne pory roku różniące się znacznie długością dnia, kątem padania promieni słonecznych, temperaturą. Czynniki klimatyczne mają kluczowy wpływ na produkcję energii i jej magazynowanie. Ich znaczenie zostało pokazane na kilku reprezentatywnych przykładach. Na podstawie przeprowadzonych symulacji stwierdzono, że domowe ME sprzężone z instalacją PV spełniają swoje zadanie tylko w ograniczonym stopniu. W okresach zimowych, kiedy produkcja prądu z instalacji PV jest bardzo niska, nie występują nadwyżki energii, które dałoby się zmagazynować. Ilość wyprodukowanej energii w ciągu dnia jest niewspółmiernie mała w stosunku do występującego dobowego zapotrzebowania. Sytuacja odwrotna występuje w okresie letnim, kiedy produkcja prądu jest wysoka, ale zużycie niskie. Nie ma potrzeby magazynowania nadwyżek w lecie, bo w nocy zużycie energii elektrycznej jest na bardzo niskim poziomie. Wyniki symulacji wskazują, że domowe magazyny mogą efektywnie pracować przede wszystkim w okresach przejściowych, kiedy zarówno produkcja jak i zużycie energii znajdują się we względnej równowadze. Wykazane granice możliwości magazynowania energii wynikają zarówno z cech samych urządzeń (ME) jak i charakterystyki produkcji instalacji PV oraz zużycia prądu w poszczególnych porach roku.

Assessment of the possibility of balancing energy consumption in a household using a PV installation and energy storage

Keywords: PV installation, heat pump, energy deficit, energy oversupply, energy storage

Abstract: The chapter is an attempt to verify the usefulness of home energy storage unit (ESU) for increasing self-consumption of energy from photovoltaic (PV) installations. The consumption and production of electricity is presented on the example of a medium-sized single-family house equipped with a PV installation, a heat pump,

ventilation with heat recovery and air conditioning. It was checked when the PV installation produces the most energy and when its consumption is highest. Based on these values, the possibility of storing energy in home heating systems was analyzed. Simulations were carried out in two variants of the real usable capacity of devices offered on the market. The annual level of consumption of electricity generated at the place of its production (self-consumption), was adopted as the ESU assessment criterion. In a typical home PV installation it is at a low level of 15 to 25%. Based on the simulations performed, the possibility of increasing self-consumption was determined. The analyzes refer to the climatic conditions of Poland, where there are four main seasons that differ significantly in the length of the day, the angle of incidence of sunlight and temperature. Climatic factors have a key impact on the possibilities of energy production and storage. Their importance has been demonstrated in several representative examples. Based on the simulations performed, it was found that home energy storage units coupled with a PV installation fulfils their purpose only to a limited extent. During winter periods, when electricity production from PV installations is very low, there are no surpluses of energy that could be stored. The amount of energy produced during the day is disproportionately small in relation to the daily demand. The opposite situation occurs in the summer, when electricity production is very high but consumption is low. There is no need to store surpluses in the summer because electricity consumption is very low at night. The simulation results indicate that home storage facilities can operate effectively primarily in transitional periods, when both production and energy consumption are in relative balance. The demonstrated limits of energy storage possibilities result from both the characteristics of the storage devices (ESU) themselves and the characteristics of electricity production and consumption in particular seasons of the year.

Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ¹

Piotr KUNECKI²

Magdalena WDOWIN³

Tomasz GŁOWIENKO⁴

Łukasz OSUCHOWSKI⁵

Łukasz LELEK⁶

Wykorzystanie zużytych paneli fotowoltaicznych do syntezy sorbentów wychwytyjących gazowe formy rtęci emitowane z konwencjonalnych źródeł energii

Wprowadzenie

W niniejszej pracy zaproponowano rozwiązanie dwóch istotnych problemów środowiskowych związanych zarówno z sektorem odnawialnych źródeł energii (OZE) – utylizacją zużytych paneli fotowoltaicznych, jak i energetyką konwencjonalną – ograniczaniem emisji rtęci z gazów wylotowych. Podyktowane jest to potrzebą rozwiązania istotnych wyzwań w zakresie zrównoważonego rozwoju i ochrony środowiska. Pierwszym omówionym zagadnieniem jest narastający problem odpadów w postaci zużytych paneli fotowoltaicznych, których liczba sukcesywnie wzrasta wraz z dynamicznym rozwojem technologii fotowoltaicznych oraz zwiększaniem skali jej wdrożeń na całym świecie. Polska na koniec 2020 roku

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-4251-4504; e-mail: dczarna@min-pan.krakow.pl

² Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-9890-4635; e-mail: pkuneccki@min-pan.krakow.pl

³ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-5097-719X; e-mail: wdowin@min-pan.krakow.pl

⁴ Geminus Sp. z o.o., Warszawa; e-mail: t.glowienko@geminus.com.pl

⁵ Instytut Optoelektroniki, Wojskowa Akademia Techniczna im. Jarosława Dąbrowskiego, Warszawa; ORCID iD: 0000-0002-8483-8841; e-mail: lukasz.osuchowski@wat.edu.pl

⁶ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-3414-5123; e-mail: lelek@min-pan.krakow.pl

zajmowała piąte miejsce w UE pod względem zainstalowanej mocy paneli fotowoltaicznych, która wynosiła 2,5 GW, co w przeliczeniu na masę paneli wyniosło ok 120 tysięcy ton (Włodarczyk 2022). Kluczowym wyzwaniem pozostaje brak wystarczająco rozwiniętych technologii i systemów umożliwiających efektywną utylizację oraz recykling tych odpadów. Z kolei drugim istotnym zagadnieniem pozostaje emisja rtęci elementarnej – toksycznego pierwiastka uwalnianego w procesie spalania paliw kopalnych, które nadal stanowią podstawowe źródło energii w wielu krajach. Emisje te przyczyniają się do degradacji środowiska, w tym skażenia wód, gleby i powietrza, co prowadzi do poważnych następstw związanych z zagrożeniem dla zdrowia ludzi i ekosystemów.

W kontekście odpadów fotowoltaicznych szczególną uwagę należy zwrócić na ich skład chemiczny, który obejmuje szereg substancji potencjalnie niebezpiecznych. Zużyte panele fotowoltaiczne zawierają m.in. metale ciężkie, takie jak miedź, kadm czy ołów, które są toksyczne i mogą przenikać do gleby oraz wód gruntowych, stanowiąc poważne ryzyko ekologiczne (Domínguez i Geyer 2019). Ponadto obecność polimerów, takich jak octan etylenu i winylu, politereftalan etylenu (PET) czy polifluorek winylidenu (PVDF), dodatkowo komplikuje procesy recyklingu, gdyż wymagają one zastosowania zaawansowanych technologii umożliwiających skuteczne odzyskiwanie i neutralizację tych materiałów (Tora i in. 2022). W przypadku braku odpowiednich działań zmierzających do minimalizacji ich wpływu na środowisko, składowanie tych odpadów na tradycyjnych wysypiskach prowadzi do długofalowych skutków środowiskowych, takich jak zanieczyszczenie gleby, czy uwalnianie szkodliwych związków do atmosfery (Divya i in. 2023).

Wyzwanie to nabiera szczególnego znaczenia w kontekście strategii gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ), która kładzie nacisk na minimalizację odpadów i maksymalizację ponownego wykorzystania materiałów. W obszarze fotowoltaiki obowiązują również zasady zrównoważonego rozwoju, które dotyczą między innymi planowania cyklu życia modułów fotowoltaicznych, dążenia do zmniejszenia zużycia zasobów naturalnych w ich produkcji, czy wykorzystania wycofanych z eksploatacji części (Rabaia i in. 2024).

Z kolei problem emisji rtęci, będącej jednym z najbardziej toksycznych pierwiastków występujących w środowisku, ma znaczące implikacje dla zdrowia publicznego i ekologii. Rtęć, jako pierwiastek wykazujący dużą trwałość w środowisku, charakteryzuje się zdolnością do bioakumulacji w łańcuchach pokarmowych, co oznacza, że jej stężenie wzrasta na wyższych poziomach troficznych. W efekcie może ona gromadzić się w organizmach ryb, ptaków i ssaków, w tym ludzi, powodując poważne zagrożenia zdrowotne, takie jak uszkodzenia układu nerwowego, zaburzenia funkcji nerek i inne choroby przewlekłe. Zgodnie z danymi Amerykańskiego Rejestru Substancji Toksycznych i Schorzeń (ang. *Agency for Toxic Substances and Disease Registry*), rtęć zajmuje trzecie miejsce wśród substancji najbardziej niebezpiecznych dla zdrowia człowieka, co podkreśla wagę działań mających na celu redukcję jej emisji (Zhang i in. 2016).

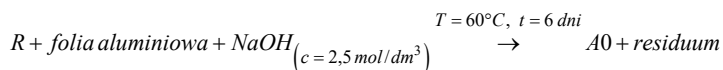
Jednym z głównych źródeł antropogenicznej emisji rtęci jest przemysł energetyczny, szczególnie elektrownie węglowe, które generują znaczące ilości rtęci jako produktu ubocznego spalania paliw kopalnych. W odpowiedzi na ten problem wprowadzono szereg regulacji prawnych mających na celu ograniczenie emisji rtęci i innych zanieczyszczeń powietrza. W Unii Europejskiej kwestie te są regulowane przez dyrektywę w sprawie emisji przemysłowo-

wych (IED), która określa wymagania dotyczące stosowania najlepszych dostępnych technik (BAT) oraz dokumentów referencyjnych (BREF) wspierających wdrażanie tych technologii (European Parliament and the Council 2008). Działania te mają na celu nie tylko ograniczenie emisji rtęci, ale również promowanie przejścia na bardziej zrównoważone źródła energii, co w dłuższej perspektywie przyczyni się do ochrony środowiska i zdrowia ludności.

W niniejszym rozdziale autorzy opisują możliwość wykorzystania ubocznego produktu termolizy paneli fotowoltaicznych jako substratu do syntezy materiałów zeolitowych zdolnych do usuwania rtęci elementarnej. Zagadnienie dotyczące wykorzystania tych odpadów w procesach syntezy zeolitów jest stosunkowo nowe (Lin i in. 2022; Visa i Enesca 2022). Praca obejmuje charakterystykę mineralogiczną i chemiczną materiału wyjściowego oraz uzyskanego materiału zeolitowego. Ponadto przeprowadzono wstępne badania laboratoryjne właściwości sorpcyjnych uzyskanego materiału względem par rtęci elementarnej.

1. Metodyka

Odpad w postaci wysokokrzemowej frakcji zużytych paneli fotowoltaicznych po procesie termolizy został zmielony do rozmiaru cząstek $<200\ \mu\text{m}$ (R), a następnie użyty jako substrat w syntezie hydrotermalnej materiałów zeolitowych zgodnie z poniższą procedurą.



Uzyskany materiał ($A0$) został poddany modyfikacji azotanem srebra w celu zwiększenia zdolności sorpcyjnych względem rtęci elementarnej. Wykorzystano metodę wymiany jonowej, stosując dwa stężenia prekursora modyfikacji w postaci AgNO_3 : 0,01 oraz 0,1 mol/dm^3 . Próbkę nazwano odpowiednio: $A0,01$ oraz $A0,1$.

1.1. Analiza mineralogiczna

Analizę składu fazowego wykonano metodą proszkowej dyfraktometrii rentgenowskiej (PXRD), wykorzystując aparat Smartlab SE firmy Rigaku. Pomiary przeprowadzono w zakresie kątowym $5\text{--}65\ 2\theta$, w trybie geometrii odbiciowej i używając filtru $\text{CuK}\beta$. Krok pomiarowy ustawiono na $0,01^\circ$, prędkość skanowania wynosiła $10^\circ/\text{min}$. Do przetworzenia danych dyfrakcyjnych wykorzystano oprogramowanie SmartLab Studio II. Identyfikacja faz mineralnych została oparta na bazie danych PDF-2 z 2024 r., sformalizowanej przez ICDD (*International Centre for Diffraction Data*).

Analizę morfologii oraz skład chemiczny próbek w mikroobszarze dokonano metodą skaningowej mikroskopii elektronowej (SEM) wykorzystując mikroskop Axia CHEMI-SEM LV firmy ThermoFisher Scientific. Przed badaniem próbki napyłono 15 nm warstwą węgla przy użyciu napyłarki Safematic CCU-010 LV firmy ThermoFisher Scientific. Do

analizy morfologii próbek użyto detektora elektronów wtórnych (SE). Skład chemiczny oznaczono wykorzystując przystawkę EDS oraz detektor elektronów wstecznie rozproszonych (BSE).

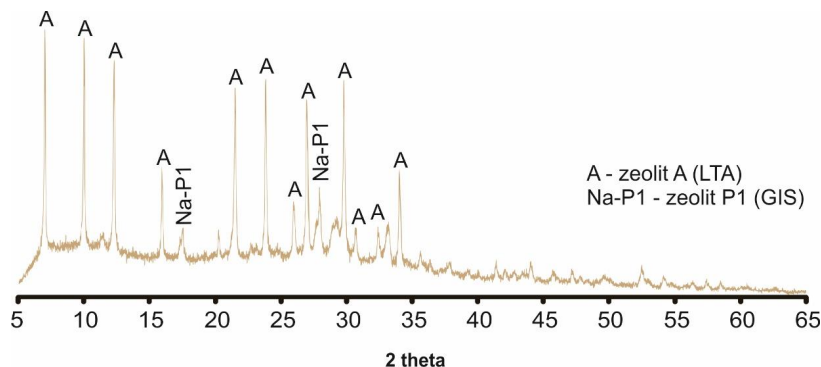
1.2. Test wychwytywania gazowych form rtęci

Eksperymenty sorpcji/desorpcji par rtęci elementarnej wykonano, wykorzystując prototypową instalację SBPR-1. Gazem nośnym rtęci elementarnej był argon. Naważka próbki testowanych zeolitów wynosiła 0,25 g. Przepływ gazu podczas eksperymentów ustawiono na 0,2 dm³/min. Początkowe stężenie Hg⁰ wynosiło około 100 µg/m³. Po okresie sorpcji próbki testowano pod kątem niepożądanego zjawiska uwalniania rtęci, wskazującego na możliwe niestabilne wiązanie rtęci. Szczegółowy opis instalacji i metodologii przedstawiono w pracy (Kunecki i in. 2023).

2. Wyniki

2.1. Wyniki analizy mineralogicznej

Analiza PXRD wykazała, że próbka materiału wyjściowego składa się z amorficznej fazy szklanej. Próbka uzyskanego syntetycznego zeolitu (A0) składa się z dwóch faz: dominującego zeolitu A (typ LTA) oraz występującego w mniejszej ilości zeolitu P1 (typ GIS), przedstawiono to na poniższym dyfraktogramie (rys. 1). Zeolit A jest reprezentowany przez zbiór charakterystycznych pików dyfrakcyjnych o wartościach dhkl (Å): 12,56; 8,89; 7,23; 5,65; 4,20; 3,79; 3,06; 2,69. Na dyfraktogramie zdiagnozowano jedynie dwa charakterystyczne piki dyfrakcyjne wskazujące na obecność zeolitu Na-P1 o wartościach dhkl (Å): 5,55; 3,19.



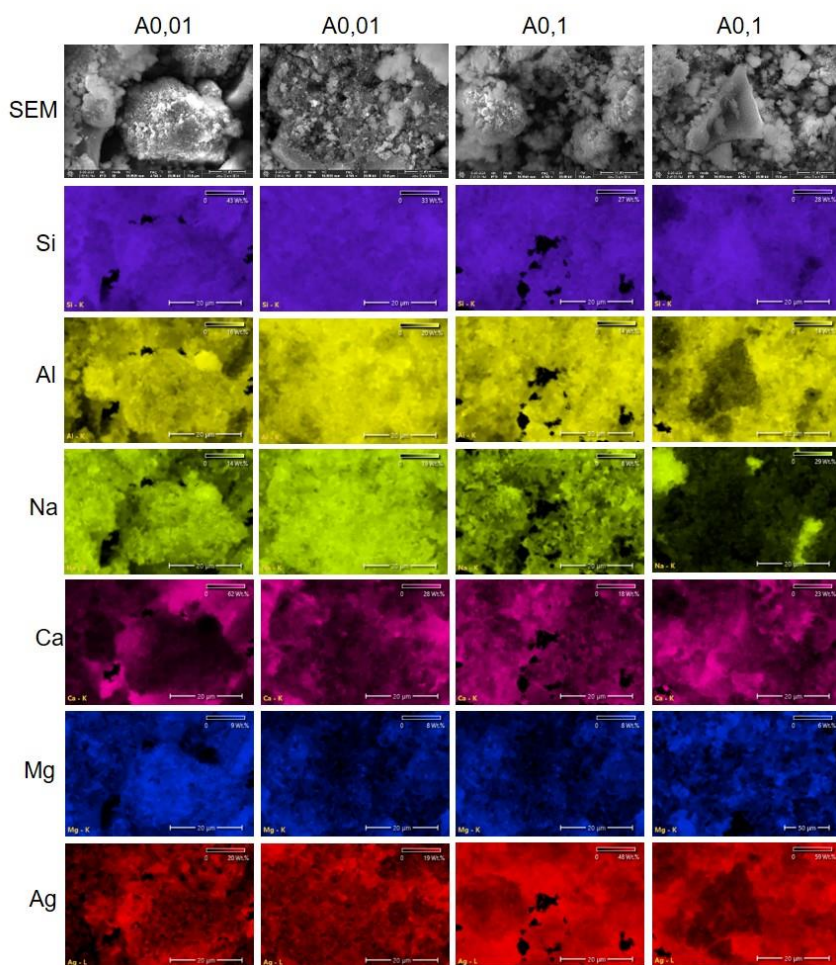
Rys. 1. Dyfraktogram składu mineralnego próbki A0

Fig. 1. Diffraction pattern of the mineral composition of A0 sample

Zauważalne, podniesione tło dyfrakcyjne w zakresie $7\text{--}40^\circ 2\theta$ wskazuje na znaczący udział fazy amorficznej w badanej próbce.

Analiza morfologii próbki R w mikroobszarze wykazała obecność ostrokrawędzistych cząstek o znacznym zróżnicowaniu rozmiarów ($5\text{--}200\text{ }\mu\text{m}$), co wynikało z zastosowanego procesu mielenia. Próbka R-główny substrat syntez zeolitów składa się głównie z krzemu, sodu, wapnia, magnezu i glinu.

Analiza mikrofotografii SEM próbek A0,01 oraz A0,1, wykazała obecność słabo wykształconych, rozetowych krystalitów zeolitu występujących głównie w formie niewielkich agregatów osadzonych na powierzchni nieprzereagowanej fazy szklistej materiału wyjściowego – A. Poniższy rysunek 2 przedstawia mapy dystrybucji pierwiastków chemicznych w obrębie próbek zeolitów modyfikowanych roztworami azotanu srebra.



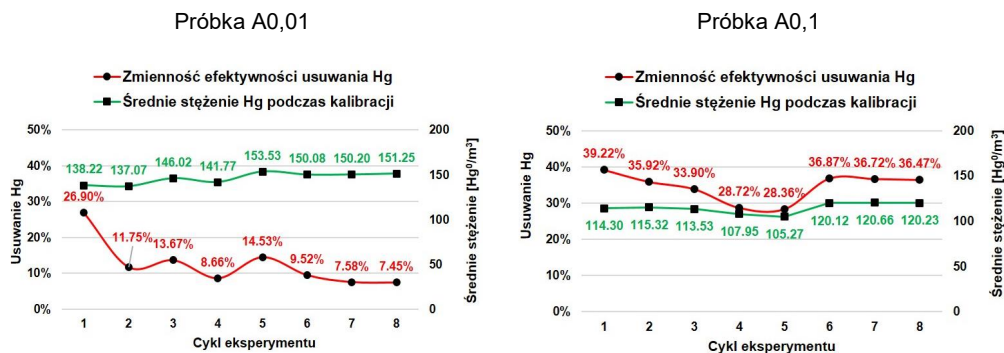
Rys. 2. Mapy dystrybucji pierwiastków dla próbek A0,01 oraz A0,1

Fig. 2. Elemental distribution maps within A0,01 and A0,1 samples

Analiza składu chemicznego próbek w mikroobszarze wykazała zawartość srebra na poziomie ok. 5% wag. dla próbki A0,01 oraz ok. 21% wag. dla próbki A0,1, co świadczy o prawidłowo przeprowadzonym procesie aktywacji zeolitów.

2.2. Wyniki testu wychwytywania gazowych form rtęci

Przeprowadzony test wychwytywania Hg^0 wykazał różnice w efektywności usuwania rtęci w zależności od przeprowadzonej modyfikacji. Rysunki 3 i 4 przedstawiają efektywność usuwania Hg^0 przez zeolity modyfikowane dwoma stężeniami azotanu srebra, tj. 0,01 mol/dm³ oraz 0,1 mol/dm³ (odpowiednio: A0,01 oraz A0,1). Podczas około 150-minutowego testu próbki poddano ośmiu 10-minutowym cyklom sorpcji przerywanych cyklami kalibracji urządzenia i stabilizacji wyjściowego stężenia rtęci. W związku z trudnością w utrzymaniu wysokiego stopnia powtarzalności, próbkę A0,01 poddano wyższemu wyjściowemu stężeniu Hg^0 , co przełożyło się na większą masę wygenerowanej w układzie rtęci (tab. 1). W skali całego testu próbka A0,01 osiągnęła średnią efektywność usuwania Hg^0 na poziomie zaledwie 11,74%, w przypadku próbki A0,1 uzyskano adsorpcję na poziomie 35,75%.



Rys. 3. Wyniki eksperymentu usuwania rtęci elementarnej przez sorbenty A0,01 oraz A0,1

Fig. 3. Mercury removal experiment results using A0,01 and A0,1 samples

TABELA 1. Parametry i wyniki eksperymentu usuwania Hg^0

TABLE 1. Parameters and results of the Hg^0 removal experiment

Próbka	Średnie stężenie Hg^0 na linii referencyjnej (kalibracyjnej) [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Średnie stężenie Hg^0 na linii sorpcyjnej [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Efektywność usuwania Hg^0 w całym teście [%]	Masa Hg^0 wygenerowana w trakcie testu [μg]	Masa Hg^0 usunięta [μg]	Masa Hg^0 usunięta w przeliczeniu na 1 g sorbentu [μg]
A0,01	144,93	127,92	11,74	2,32	0,27	1,09
A0,1	116,62	74,92	35,76	1,87	0,67	2,67

Poniższa tabela 2 przedstawia zmienność efektywności usuwania Hg^0 w podziale na poszczególne cykle sorpcyjne. Efektywność usuwania Hg^0 przez próbkę A0,01 malała od początkowych 26,9 do 7,45%. Z kolei w przypadku próbki A0,1 wartość efektywności usuwania Hg^0 była znacząco wyższa, osiągnęła odpowiednio poziom 39,22% podczas pierwszego 10-minutowego cyklu sorpcji oraz 36,47% podczas ostatniego.

TABELA 2. Wyniki eksperymentu usuwania Hg^0 w rozbiciu na poszczególne cykle sorpcyjneTABLE 2. Results of the Hg^0 removal experiment with detailing individual sorption cycles

Próbka	Cykl	1	2	3	4	5	6	7	8
A0,01	$C_{Hg0\text{ ref}} [\mu g/m^3]$	138,22	137,07	146,02	141,77	153,53	150,08	150,20	151,25
	$C_{Hg0\text{ eks}} [\mu g/m^3]$	101,03	120,96	126,06	129,50	131,22	135,80	138,81	139,99
	Efektywność [%]	26,90	11,75	13,67	8,66	14,53	9,52	7,58	7,45
A0,1	Cykl	1	2	3	4	5	6	7	8
	$C_{Hg0\text{ ref}} [\mu g/m^3]$	114,30	115,32	113,53	107,95	105,27	120,12	120,66	120,23
	$C_{Hg0\text{ eks}} [\mu g/m^3]$	69,47	73,90	75,04	76,95	75,41	75,84	76,36	76,38
	Efektywność [%]	39,22	35,92	33,90	28,72	28,36	36,87	36,72	36,47

3. Dyskusja wyników

Dynamiczny rozwój technologii odnawialnych źródeł energii, w tym fotowoltaiki, stanowi jeden z kluczowych elementów globalnej transformacji energetycznej. Rosnąca liczba instalacji paneli słonecznych stanowi jednak wyzwania w kontekście ich utylizacji po zakończeniu okresu eksploatacji. Brak kompleksowych rozwiązań w zakresie ich recyklingu i ponownego wykorzystania może prowadzić do powstawania znacznej ilości odpadów oraz utraty cennych surowców.

Kluczową rolę w bilansie energetycznym odgrywa spalanie paliw kopalnych, których skutkiem jest emisja zanieczyszczeń do atmosfery. Wśród emitowanych substancji szczególne niebezpieczeństwo stanowi rtęć elementarna Hg^0 , między innymi przez swoje unikalne właściwości fizykochemiczne takie jak wysoka lotność i stabilność.

W pracy podjęto próbę znalezienia rozwiązania obu wspomnianych problemów. Propozycją autorów jest wykorzystanie odpadowego panelu fotowoltaicznego do syntezy zeolitów i kolejno wykorzystanie do magazynowania rtęci elementarnej Hg^0 wewnątrz jego struktury porowatej. Przeprowadzone eksperymenty wykazały, że odpad stanowiący wysokokrzemową frakcję paneli fotowoltaicznych po procesie termolizy może stanowić główny substrat w procesie syntezy zeolitów. Przeprowadzenie reakcji hydrotermicznej w środowisku alkalicznym z wykorzystaniem folii aluminiowej jako źródła glinu pozwoliło na uzyskanie struktur typu A (LTA) oraz Na-P1 (GIS). Do tej pory w pracy autorstwa Visa i Enesca (2022) otrzymano struktury typu 49,91% (ZFAGPV-S) do 61,82% (ZFAGPV-A) i 68,70% dla MFAPVG po syntezie alkalicznej zwanej w pracy fuzją. W innej pracy Lin i in. (2022) otrzymano materiały zeolitowe typu SZ-9. Uzyskany materiał zeolitowy poddany modyfikacji jonami srebra był zdolny do usuwania rtęci elementarnej ze strumienia gazu, jednak-

że efektywność procesu ściśle zależała od zastosowanego stężenia Ag ($0,01 \text{ mol/dm}^3$ oraz $0,1 \text{ mol/dm}^3$) i wynosiła odpowiednio 11,74% (A0,01) oraz 35,75% (A0,1). Biorąc pod uwagę wysokie stężenie wyjściowe Hg^0 , próbka A0,01 uzyskała względnie wysoki stopień usuwania rtęci podczas pierwszego cyklu sorpcji (26,90%), w kolejnych siedmiu cyklach sorpcji zaobserwowano drastyczny spadek efektywności usuwania rtęci. Na tej podstawie można wnioskować, że zastosowane podczas modyfikacji zeolitu stężenie prekursora aktywacji – azotanu srebra – równe $0,01 \text{ mol/dm}^3$, jest zbyt niskie do wytworzenia adekwatnej ilości centr aktywnych zdolnych do wiązania rtęci. Uzyskany wynik i kształt krzywej efektywności usuwania Hg^0 jest analogiczny jak w przypadku sorbentu zeolitowego opisanego w poprzedniej pracy, gdzie wykorzystano taki sam prekursor aktywacji, ale metoda modyfikacji była znacznie prostsza – polegała na nałożeniu warstwy aerozolu z roztworem prekursora na powierzchnię sorbentu (Kunecki i Wdowin 2024). Próbka A0,1 w skali całego eksperymentu sorpcji utrzymywała efektywność usuwania Hg^0 na poziomie około 35–36%. Wskazuje to na skuteczność procesu aktywacji i zastosowanie dostatecznego stężenia prekursora. Obserwowane fluktuacje wartości efektywności usuwania rtęci w ciągu kolejnych cykli sorpcji mogą wynikać między innymi z nierównomiernego przepływu gazu w obrębie złoża sorbentu i występowania niepożądanego zjawiska „tunelowania” (ang. *channeling*) (Gildernew i in. 2022). Zmniejszenie wielkości przepływu gazu nośnego, powodujące dłuższy czas penetracji złoża, mogłoby wpłynąć na ograniczenie tego zjawiska i optymalizację działania analizowanych sorbentów.

Podsumowanie

Przedstawiony w pracy kierunek badań stanowi obiecujące rozwiązanie w zakresie możliwości recyklingu zużytych paneli fotowoltaicznych w procesach otrzymywania sorbentów. Konieczne jest przeprowadzenie dalszych badań, koncentrujących się na optymalizacji warunków syntezy oraz wprowadzeniu odpowiednich modyfikacji. Działania te są kluczowe dla osiągnięcia wyższej efektywności w wychwycie Hg^0 oraz poszerzenia wiedzy w zakresie zjawisk i mechanizmów zachodzących podczas jej immobilizacji na powierzchni i w obrębie struktury wewnętrznej glinokrzemianowych materiałów porowatych.

Dalsze badania będą skupione na optymalizacji syntezy zeolitów i metod ich aktywacji, a także analizie mechanizmów sorpcji rtęci z wykorzystaniem otrzymanych materiałów.

Prace były realizowane w ramach projektu nr 2021/41/N/ST5/03214 finansowanego przez Narodowe Centrum Nauki.

Literatura

- Divya i in. 2013 – Divya, A., Adish, T., Kaustubh, P. i Zade, P.S. 2023 – Review on recycling of solar modules/panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 253, DOI: 10.1016/j.solmat.2022.112151.
- Dominguez, A. i Geyer, R. 2019 – Photovoltaic waste assessment of major photovoltaic installations in the United States of America. *Renewable Energy* 133, s. 1188–1200, DOI: 10.1016/j.renene.2018.08.063.

- EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL, 2008. DIRECTIVE 2008/50/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe.
- Gildernew i in. 2022 – Gildernew, E., Tareq, S. i Yang, S. 2022 – Three-Dimensional Graphene with Preserved Channeling as a Binder Additive for Zeolite 13X for Enhanced Thermal Conductivity, Vapor Transport, and Vapor Adsorption Loading Kinetics. *Catalysts* 12(3), DOI: 10.3390/catal12030292.
- Kunecki, P. i Wdowin, M. 2024 – Innovative Method of Zeolite Modification for Increase Mercury Sorption From Simulated Gas Stream. [In:] Trofymchuk, O., Rivza, B. (Eds.), *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management*, SGEM, s. 371–378, DOI: 10.5593/sgem2024/5.1/s20.47.
- Kunecki i in. 2023 – Kunecki, P., Wdowin, M. i Hanc, E. 2023 – Fly ash-derived zeolites and their sorption abilities in relation to elemental mercury in a simulated gas stream. *Journal of Cleaner Production* 391, DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.136181.
- Lin i in. 2022 – Lin, Y.-W., Lee, W.-H. i Lin, K.-L. 2022. A novel approach for preparing ecological zeolite material from solar panel waste lass and sandblasting waste: microscopic characteristics and humidity control performance. *Journal of Materials Research and Technology* 19, s. 4128–4140, DOI: 10.1016/j.jmrt.2022.06.153.
- Rabaia i in. 2024 – Rabaia, M.K.H., Shehata, N., Olabi, V., Abdelkareem, M.A., Semeraro, C., Chae, K.-J. i Sayed, E.T. 2024 – Enabling the circular economy of solar PV through the 10Rs of sustainability: Critical review, conceptualization, barriers, and role in achieving SDGs. *Sustainable Horizons* 11, DOI: 10.1016/j.horiz.2024.100106.
- Tora i in. 2022 – Tora, M., Karbowniczek, M i Tora, B. 2022 – Fotowoltaika w Polsce. Stan aktualny i perspektywy. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(110), s. 111–118, DOI: 10.24425/140530.
- Visa, M. i Enesca, A. 2022 – Opportunities for Recycling PV Glass and Coal Fly Ash into Zeolite Materials Used for Removal of Heavy Metals (Cd, Cu, Pb) from Wastewater. *Materials* 16(1), DOI: 10.3390/ma16010239.
- Włodarczyk, R. 2022 – Analysis of the Photovoltaic Waste-Recycling Process in Polish Conditions – A Short Review. *Sustainability* 14(8), DOI: 10.3390/su14084739.
- Zhang i in. 2016 – Zhang, L., Wang, S., Wu, Q., Wang, F., Lin, C.J., Zhang, L., Hui, M., Yang, M., Su, H. i Hao, J. 2016. Mercury transformation and speciation in flue gases from anthropogenic emission sources: A critical review. *Atmospheric Chemistry and Physics* 16, s. 2417–2433, DOI: 10.5194/acp-16-2417-2016.

Wykorzystanie zużytych paneli fotowoltaicznych do syntezy sorbentów wychytujących gazowe formy rtęci emitowane z konwencjonalnych źródeł energii

Słowa kluczowe: panele fotowoltaiczne, zeolity, rtęć elementarna, sorpcja

Streszczenie: W pracy poruszono dwa istotne problemy środowiskowe związane z sektorem odnawialnych źródeł energii oraz energetyką konwencjonalną: rosnącą ilość odpadów pochodzących ze zużytych paneli fotowoltaicznych oraz emisję rtęci elementarnej przez źródła konwencjonalne. Zużyte panele fotowoltaiczne zawierają szkodliwe związki (m.in. metale ciężkie: miedź, kadm, ołów, polimery), a ich składowanie stanowi zagrożenie dla środowiska, zatem konieczne jest opracowanie skutecznych metod recyklingu tych odpadów. Z kolei rtęć stanowi trwały i toksyczny pierwiastek, wykazujący zdolność do biomagnifikacji i bioakumulacji, co czyni go szczególnie niebezpiecznym. Antropogeniczna emisja rtęci pochodzi głównie z przemysłu energetycznego i jest regulowana między innymi przez dyrektywę IED (BREF/BAT). Przeprowadzone badania wykazały, że produkt po termolizie paneli fotowoltaicznych może być wykorzystany do syntezy zeolitów, które następnie oceniono pod kątem skuteczności usuwania rtęci elementarnej. Materiał otrzymano w reakcji hydrotermalnej, a analiza XRD wykazała obecność zeolitów typu A i Na-P1. Wykorzystując metodę wymiany jonowej, aby poprawić ich zdolność do wiązania rtęci, zeolity zmodyfikowano jonami srebra. Uzyskane sorbenty poddano testom sorpcji rtęci przy użyciu prototypowej instalacji SBPR-1. Próbkę wykazały znaczną stabilność wiązania rtęci, co potwierdziły testy desorpcji, która w zależności od badanej próbki była na poziomie 11–35%.

Utilization of end-of-life photovoltaic panels to synthesize sorbents capable of capturing gaseous forms of mercury emitted from conventional energy sources

Keywords: photovoltaic panels, zeolites, mercury, sorption, elemental mercury

Abstract: The study addresses two significant environmental issues in the renewable energy sector (RES) and conventional energy: the growing volume of waste from end-of-life photovoltaic panels and the emission of elemental mercury from conventional fossil fuel combustion processes. Photovoltaic panels contain hazardous compounds (e.g., heavy metals such as copper, cadmium, and lead, as well as polymers), and their landfilling poses a threat to the environment. Mercury, in contrast, is a highly persistent and toxic element characterized by its propensity for biomagnification and bioaccumulation, rendering it exceptionally hazardous. Anthropogenic mercury emissions mainly originate from the energy sector and are regulated, among others, by the IED Directive (BREF/BAT). The conducted studies demonstrated that the by-product from the thermolysis of photovoltaic panels can be utilized for the synthesis of zeolites, which were subsequently evaluated for their effectiveness in removing elemental mercury. The material was obtained through a hydrothermal reaction, and XRD analysis confirmed the presence of A-type and NaP1 zeolites. Using ion exchange methods, the materials were modified with silver ions to enhance their mercury-binding capacity. The obtained sorbents were subjected to mercury sorption tests using the prototype SBPR-1 installation, demonstrating significant mercury-binding stability, as confirmed by desorption tests, which, depending on the sample tested, was at the level of 11–35%.

Emil HANC¹

Nowe kierunki rozwoju dla technologii magazynowania energii w bateriach

Wprowadzenie

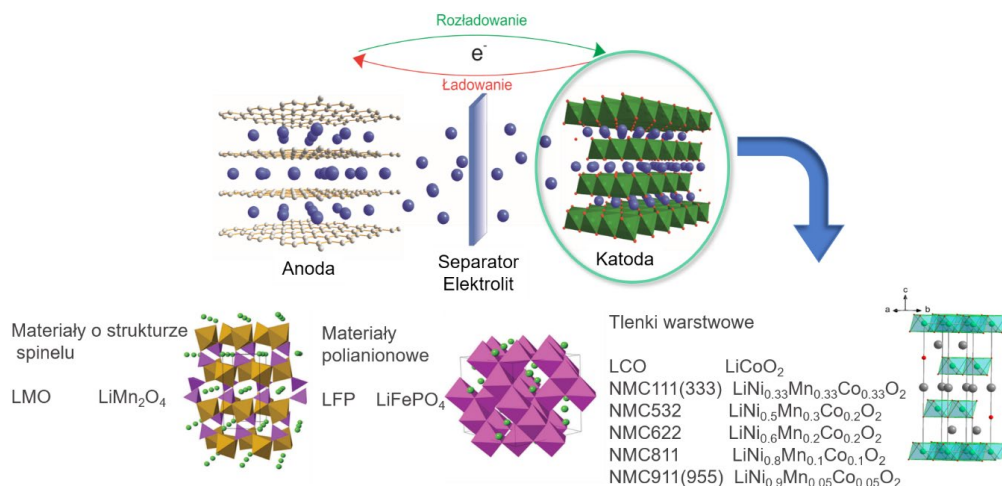
W obliczu wzrostu globalnego zapotrzebowania na energię i konieczność redukcji emisji gazów cieplarnianych, rozwój technologii magazynowania energii staje się jednym z kluczowych wyzwań współczesnej inżynierii energetycznej. Technologie magazynowania energii są niezbędne dla efektywnego wykorzystania energii pochodzącej z odnawialnych źródeł, takich jak: energia słoneczna, wiatrowa czy wodna. Ich rola polega na gromadzeniu energii w okresach jej nadmiaru i uwalnianiu jej, gdy zapotrzebowanie na energię przewyższa produkcję. Jednym z najważniejszych rozwiązań w tej dziedzinie są baterie elektrochemiczne, a w szczególności baterie litowe (Li-ion), które dominują na rynku, zwłaszcza w zastosowaniach transportowych i stacjonarnych (Armand i Tarascon 2008).

Jednakże, mimo swoich licznych zalet, takich jak stosunkowo wysoka gęstość energii, baterie Li-ion napotykają na ograniczenia związane z ograniczoną pojemnością, bezpieczeństwem, wysoką ceną oraz ich wpływem na środowisko. W związku z tym, poszukiwanie nowych technologii magazynowania energii staje się kluczowe. Niniejsza praca ma na celu przegląd obecnych i przyszłych kierunków rozwoju technologii magazynowania energii, ze szczególnym uwzględnieniem alternatyw dla baterii Li-ion.

1. Ogniwa Li-ion

Ogniwa Li-ion działają na zasadzie ruchu jonów litu między dwiema elektrodami: anodą i katodą, przez elektrolit, który umożliwia ich transport. W procesie ładowania jony litu

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-1318-7674;
e-mail: emilhanc@min-pan.krakow.pl



Rys. 1. Schematyczne przedstawienie pracy ogniwa elektrochemicznego i wykaz najbardziej popularnych materiałów katodowych

Fig. 1. Schema of working principle of electrochemical cell and list of most popular cathode materials

przemieszczają się z katody do anody (często w postaci grafitu). W trakcie rozładowania proces zachodzi w przeciwnym kierunku (rys. 1). Ten ruch jonów litu jest odpowiedzialny za generowanie przepływu elektronów przez obwód zewnętrzny, co umożliwia pozyskiwanie energii elektrycznej (Goodenough i Park 2013).

Zarówno materiały anodowe, jak i katodowe, mają kluczowe znaczenie dla właściwości ogniwa. Typowymi materiałami katodowymi są tlenki metali z grupy $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Mn}, \text{Co})\text{O}_2$ czy LiFePO_4 , które są stosowane w zależności od wymagań danej aplikacji. Anody z kolei są najczęściej wykonane z grafitu, chociaż w ostatnich latach prowadzone są intensywne badania nad materiałami, które mogłyby zwiększyć pojemność ogniw.

Jednakże, mimo wysokiej efektywności energetycznej ogniw Li-ion, ich rozwój napotyka poważne wyzwania. Związane są one przede wszystkim z ograniczeniami w pojemności ładunku oraz żywotności, które wynikają z mechanicznych i chemicznych zmian zachodzących w materiałach elektrodowych podczas cykli ładowania i rozładowania. Ponadto, lit i metale często wykorzystywane w produkcji tych ogniw, takie jak kobalt, są drogimi i dostępnymi w ograniczonej ilości surowcami, co podnosi koszty produkcji i obniża dostępność technologii.

2. Przyszłość i rozwój technologii Li-ion

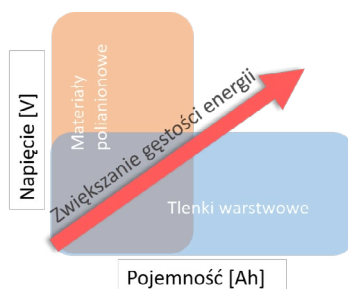
Mimo wymienionych wyzwań, baterie Li-ion pozostają dominującą technologią na rynku, szczególnie w segmencie transportu osobowego, systemów magazynowania energii i elektroniki użytkowej. W celu dalszego rozwoju tej technologii prowadzone są prace nad poprawą kilku kluczowych parametrów, zwłaszcza nad zwiększeniem pojemności energii. Pojemność

energii jest iloczynem napięcia i pojemności ładunku, dlatego kluczowa jest poprawa jednego lub optymalnie obu tych parametrów na raz.

Nowe materiały anodowe, takie jak krzem, oferują obiecujący potencjał w zakresie zwiększenia pojemności energii, jednak ich stosowanie wiąże się z problemem pękania materiału podczas cykli ładowania, co prowadzi do degradacji ogniwa. Badania nad połączeniem krzemu z innymi materiałami poprzez tworzenie kompozytów takich jak grafit-Si, mają na celu poprawę stabilności tych materiałów.

Z kolei w zakresie materiałów katodowych rozwój stosowanych obecnie w większości ogniw materiałów polianionowych oraz tlenków warstwowych wydaje się bliski osiągnięciu granic. Materiały polianionowe mają teoretycznie perspektywę zwiększenia potencjału elektrochemicznego poprzez zastąpienie żelaza innymi pierwiastkami, takimi jak mangan. Trudne wydaje się natomiast wprowadzenie ulepszeń w zakresie pojemności ładunku. Przez to poprawa pojemności energii wynikać będzie głównie z podniesienia napięcia pracy i może przełożyć się na maksymalny wzrost o około 25% względem obecnie stosowanego LiFePO_4 po skutecznym rozwiązaniu wszystkim obecnie znanych problemów.

Rozwój tlenków warstwowych charakteryzuje natomiast odwrotny trend (rys. 2). O ile poprzez zwiększenie udziału niklu w $\text{Li}(\text{Ni}, \text{Co}, \text{Mn})\text{O}_2$ możemy liczyć na poprawę pojemności ładunku o około 20%, o tyle nie ma perspektyw znaczącej poprawy napięcia.



Rys. 2. Perspektywa poprawy pojemności energii w materiałach polianionowych w tlenkach warstwowych

Fig. 2. The perspective of improving energy capacity in polyanionic materials and layered oxides

W obliczu braku perspektyw wystarczającego do zaspokojenia przyszłych potrzeb magazynowania energii rozwoju obecnie stosowanych materiałów, należałoby rozważyć zastosowanie materiałów opartych na innych pierwiastkach. Pierwiastek, na którego podstawie może być oparty materiał katodowy o interkalacyjnym mechanizmie pracy, spełniać musi szereg kryteriów. Z ekonomicznego punktu widzenia musi być tani i łatwo dostępny, aby możliwa była produkcja w dużej skali. Z punktu widzenia fizykochemii, musi tworzyć on stabilne struktury krystaliczne, jednocześnie będąc stabilny na co najmniej dwóch różnych dodatknych stopniach utlenienia. Musi mieć również możliwie najniższą masę atomową, aby materiał mógł osiągnąć wysoką grawimetryczną gęstość energii. Po analizie układu pierwiastkowego, okazuje się, że jesteśmy limitowani do zaledwie kilku pierwiastków z 4 i 5 okresu układu, z których żaden nie spełnia bezsprzecznie wszystkich z wyżej wymienionych kryteriów (rys. 3).

Rys. 3. Pierwiastki spełniające kryteria zastosowania w interkalowanych materiałach katodowych

Fig. 3. Elements meeting the criteria for use in intercalated cathode materials

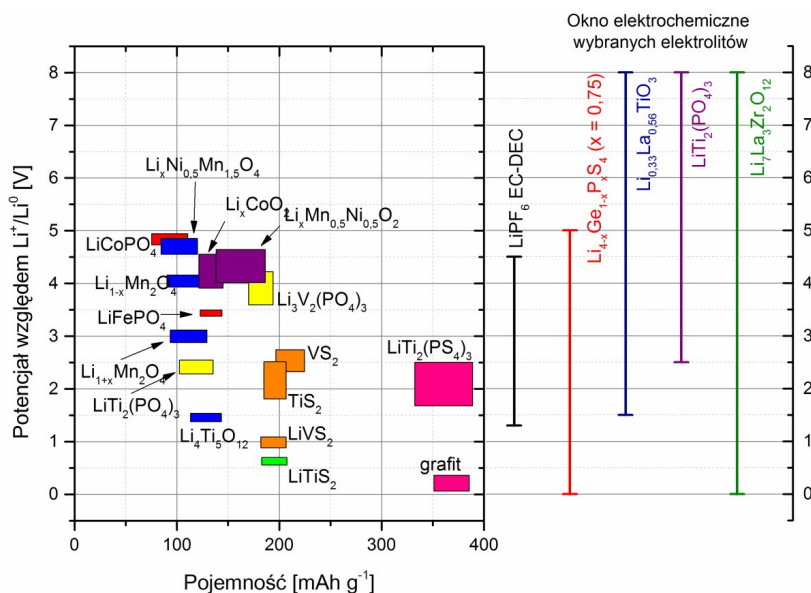
Jak widać, standardowe materiały katodowe oparte na procesie interkalacji wydają się zbliżać do kresu swoich możliwości, dlatego w celu dalszego rozwoju i poprawy parametrów musimy odejść od obecnych rozwiązań i wprowadzić zmiany idące dalej niż tylko w kierunku optymalizacji składu chemicznego obecnie stosowanych katod.

3. Alternatywne technologie magazynowania energii

W literaturze naukowej jest wiele opisywanych alternatyw dla technologii Li-ion, jednak tylko kilka z nich daje nadzieję na realną poprawę osiąganych parametrów. Poniżej opisano te najbardziej obiecujące.

3.1. Ogniwa z elektrolitem stałym – SSB (solid-state batteries)

Ogniwa z elektrolitem stałym są uznawane za jeden z najbardziej obiecujących kierunków rozwoju w technologii Li-ion. Zamiast ciekłego elektrolitu, który może stanowić zagrożenie (np. w przypadku wycieku), w SSB wykorzystuje się elektrolit stały, co poprawia bezpieczeństwo ogniwa, zmniejsza ryzyko przegrzania i zwiększa stabilność materiałów. Ponadto, elektrolity stałe mogą pozwolić na użycie materiałów elektrodowych o wyższym napięciu, które zwiększają pojemność energetyczną ogniwa (Zhao 2020). Jak przedstawiono na rysunku 4, elektrolity stałe mają znacznie większą stabilność elektrochemiczną, przez co zdecydowanie więcej materiałów elektrodowych znajduje się w ich zakresie.



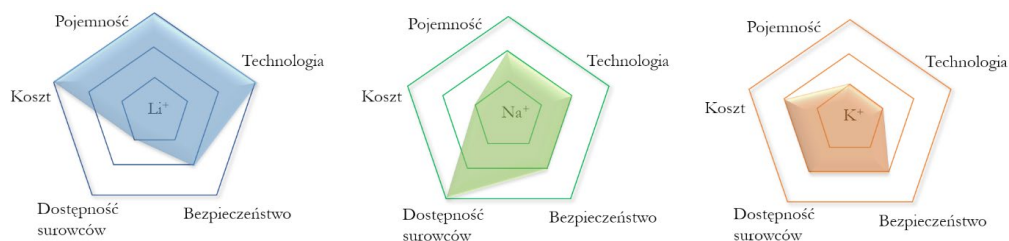
Rys. 4. Okno elektrochemiczne elektrolitów stałych oraz potencjał i pojemność materiałów elektrodowych

Fig. 4. The electrochemical window of solid electrolytes and the potential and capacity of electrode materials

Pomimo obiecujących wyników, technologia SSB napotyka poważne wyzwania, takie jak: niska przewodność jonów w materiałach stałych, problemy z higroskopijnością oraz wysokie koszty produkcji. W szczególności, integracja elektrolitu stałego z elektrodami pozostaje jednym z najtrudniejszych wyzwań w tej technologii. Głównym problemem jest dostosowanie procesów produkcji tego rodzaju ogniw do zastosowania stałego elektrolitu, gdyż stosowane obecnie metody wytwarzania oraz architektura samych ogniw nie znajdują zastosowania pomimo wprowadzenia, wydawałoby się, tak niewielkiej zmiany.

3.2. Ogniwa Na-ion i oparte na innych metalach

Ogniwa Na-ion stały się jedną z najczęściej badanych alternatywnych technologii dla ogniw litowych. Sód, będący jednym z najpowszechniej występujących pierwiastków na Ziemi, jest tanim, szeroko dostępnym surowcem, co sprawia, że ogniwa Na-ion mogą stanowić bardziej ekonomiczną i bardziej zrównoważoną alternatywę w porównaniu do tradycyjnych ogniw Li-ion, które opierają się na coraz trudniej dostępnych i droższych zasobach litu. Ponadto, wydobywanie litu wiąże się z istotnymi wyzwaniami środowiskowymi, co sprawia, że ogniwa Na-ion mogą stać się kluczową technologią w dążeniu do bardziej zrównoważonego rozwoju. Jednakże, w porównaniu do ogniw litowych, ogniwa Na-ion posiadają pewne istotne wady, które ograniczają ich zastosowanie w obecnych technologiach magazynowania energii (rys. 5). Jednym z głównych wyzwań jest niższa gęstość energetyczna. Mimo to mogą być bardziej opłacalne w produkcji, szczególnie w przypadku dużych systemów magazynowania energii, np. w jednostkach wiatrowych czy słonecznych. Sód ma większy rozmiar atomowy niż lit, co przekłada się również na niższe przewodnictwo jonowe oraz większe problemy ze stabilnością struktury krystalicznej w trakcie interkalacji/deinterkalacji, co skraca żywotność ogniwa. Mimo to, wiele badań nad ogniwami Na-ion koncentruje się na opracowywaniu nowych materiałów elektrodowych, które mogą interkalować jony sodu, a także na tworzeniu bardziej efektywnych elektrolitów. Badania nad zastosowaniem węgla, grafitu, tlenków metali, czy związków fosforanowych jako materiałów anodowych i katodowych, prowadzą do obiecujących rezultatów, poprawiając wydajność energetyczną ogniw oraz ich cykliczność. Prace nad zwiększeniem efektywności cyklu ładowania i rozładowania również przynoszą pierwsze efekty, co może w przyszłości umożliwić wprowa-



Rys. 5. Wykres radarowy właściwości technologii Li-ion, Na-ion i K-ion

Fig. 5. A radar chart of the properties of Li-ion, Na-ion, and K-ion technologies

dzenie ogniw Na-ion do przemysłowego użytku na większą skalę, szczególnie w przypadku mniej wymagających aplikacji, takich jak magazynowanie energii w systemach odnawialnych (Phogat i in. 2025).

Ogniwa K-ion to kolejna, obiecująca alternatywa dla ogniw Li-ion. Potas, podobnie jak sód, jest jednym z najbardziej obficie występujących pierwiastków w skorupie ziemskiej, co czyni go tanim, łatwym do pozyskania i ekologicznie przyjaznym surowcem. Choć ogniwa K-ion nie są jeszcze tak powszechnie rozwijane jak ogniwa Na-ion, ich potencjał staje się coraz bardziej dostrzegany, zwłaszcza w kontekście rosnącego zapotrzebowania na nowe technologie magazynowania energii. Jednak podobnie jak w przypadku ogniw Na-ion, ogniwa K-ion napotykają szereg trudności, z których największym wyzwaniem jest dopasowanie materiałów elektrodowych. Większy rozmiar jonu potasu sprawia, że materiały elektrodowe są jeszcze bardziej podatne na zmiany naprężeń. Konieczne jest również opracowanie odpowiednich elektrolitów, które będą wykazywać stabilność chemiczną w długim okresie użytkowania. W kontekście zastosowań komercyjnych, ogniwa K-ion mogą znaleźć swoje miejsce przede wszystkim w systemach magazynowania energii o niższych wymaganiach dotyczących gęstości energetycznej, takich jak stacjonarne magazyny energii, które nie muszą operować przy bardzo wysokich wymaganiach dotyczących masy i objętości akumulatorów, jak to ma miejsce w pojazdach elektrycznych. Z uwagi na niższe koszty materiałów, ogniwa K-ion mogą stanowić również konkurencyjne rozwiązanie w kontekście rozwoju globalnych systemów odnawialnych źródeł energii, gdzie cena jest kluczowym czynnikiem (Xingchen i in. 2024).

3.3. Ogniwa metal-siarka (Li-S, Na-S)

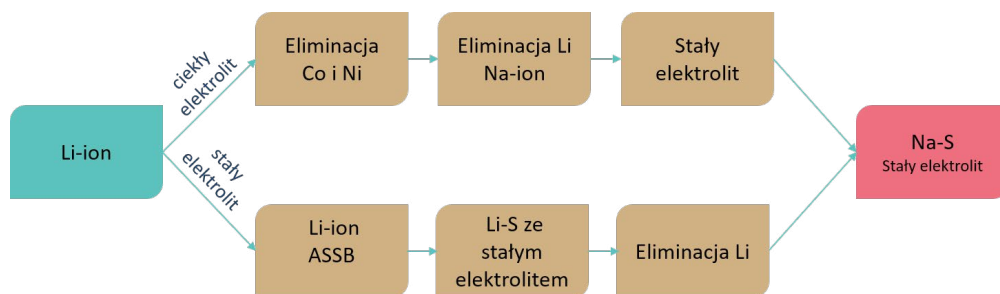
Ogniwa metal-siarka, takie jak Li-S i Na-S, charakteryzują się wyjątkowo wysoką teoretyczną pojemnością energii (nawet 500–600 Wh/kg), co czyni je jednym z najbardziej obiecujących rozwiązań dla przyszłości magazynowania energii. Siarka jest materiałem tanim i łatwo dostępnym, a jej zastosowanie w ogniwach może znacznie obniżyć koszty produkcji w porównaniu do tradycyjnych ogniw Li-ion. Pomimo ogromnego potencjału, ogniwa Li-S napotykają trudności związane z degradacją elektrod siarkowych oraz powstawaniem rozpuszczalnych produktów ubocznych w trakcie cykli ładowania i rozładowania, co skraca żywotność ogniwa. Obecnie prowadzone są intensywne badania nad nowymi elektrolitami oraz materiałami katodowymi, które mogą rozwiązać te problemy (Peng i in. 2017).

3.4. Ogniwa Li-air

Ogniwa Li-air to technologia, która oferuje teoretycznie najwyższą gęstość energii, nawet wyższą niż paliwa kopalne. Ogniwa te wykorzystują tlen atmosferyczny w reakcji elektrochemicznej z litem metalicznym. Pomimo obiecujących wyników w badaniach laboratoryjnych, ogniwa Li-air napotykają liczne problemy związane z ich stabilnością, efektywnością reakcji elektrochemicznych oraz kontrolowaniem procesów zachodzących w katodzie. Dodatkowo, wymagają one specjalnych warunków do pracy, co ogranicza ich zastosowanie w praktyce (Tan i in. 2017).

Podsumowanie

Chociaż baterie Li-ion oferują wysoką gęstość energii i stosunkowo długą żywotność, ich rozwój napotyka liczne wyzwania związane z kosztami, pojemnością, cyklicznością oraz bezpieczeństwem. Rozwój alternatywnych technologii może pozwolić na znalezienie na nie odpowiedzi i znacząco poprawić parametry. Bazując na opisanych powyżej zaletach i perspektywach rozwoju technologii alternatywnych oraz aktualnych trendach w nauce i stanie wiedzy, możemy przewidzieć, jak kształtować się będzie dalszy rozwój systemów magazynowania energii. Najbardziej prawdopodobna ścieżka rozwoju została przedstawiona na rysunku 6 i zakłada opracowanie w pierwszym kroku ogniw opartych na stałych elektrolitach.



Rys. 6. Przewidywane ścieżki rozwoju technologii ogniw

Fig. 6. Predicted development pathways for cell technologies

tach, co już teraz jest bliskie osiągnięcia i komercjalizacji. W kolejnym kroku zastosowanie stałych elektrolitów znacząco ułatwi zastąpienie katod interkalacyjnych opartych na drogich metalach (Ni i Co), materiałami bazującymi na mechanizmie konwersji, takimi jak siarka. Pozwoli to na znaczące zwiększenie gęstości magazynowanej energii. W dalszej kolejności wraz koniecznością zwiększenia skali produkcji oraz ograniczonymi zasobami litu, zostanie on zastąpiony znacznie łatwiej dostępnym sodem, ostatecznie prowadząc do technologii Na-S opartej na stałym elektrolicie.

Prace zostały sfinansowane przez Narodowe Centrum Nauki w ramach projektu nr. 2023/51/D/ST11/01287.

Literatura

- Armand, M. i Tarascon, J. 2008 – Building better batteries. *Nature* 451, 652–657, DOI: 10.1038/451652a.
- Goodenough, J.B. i Park, K-S. 2013 – The Li-Ion Rechargeable Battery: A Perspective. *Journal of the American Chemical Society* 135(4), s. 1167–1176, DOI: 10.1021/ja3091438.
- Peng i in. 2017 – Peng, H-J., Huang, J-Q. i Zhang, Q. 2017. A review of flexible lithium–sulfur and analogous alkali metal–chalcogen rechargeable batteries. *Chemical Society Reviews* 46, s. 5237–5288, DOI: 10.1039/C7CS00139H.
- Phogat i in. 2025 – Phogat, P., Dey, S. i Wan, M. 2025 – Comprehensive review of Sodium-Ion Batteries: Principles, Materials, Performance, Challenges, and future Perspectives. *Materials Science and Engineering: B* 312, DOI: 10.1016/j.mseb.2024.117870.

- Tan i in. 2017 – Tan, P., Jiang, H.R., Zhu, X.B., An, L., Jung, C.Y., Wu, M.C., Shi, L., Shyy, W. i Zhao, T.S. 2017 – Advances and challenges in lithium-air batteries. *Applied Energy* 204, s. 780–806, DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.054.
- Xingchen i in. 2024 – Xingchen, H., Nousheen, I., Usman, G. i Tao, L. 2024 – Potassium ion batteries: Recent advancements in anodic, cathodic, and electrolytic materials. *Journal of Alloys and Compounds* 981, DOI: 10.1016/j.jallcom.2024.173680.
- Zhao i in. 2020 – Zhao, Q., Stalin, S., Zhao, C-Z. i Archer L.A. 2020 – Designing solid-state electrolytes for safe, energy-dense batteries. *Nature Reviews Materials* 5(3), s. 229–252, DOI: 10.1038/s41578-019-0165-5.

Nowe kierunki rozwoju dla technologii magazynowania energii w bateriach

Słowa kluczowe: ogniwa elektrochemiczne, magazynowanie energii, baterie litowe, wielkoskalowe magazynowanie, materiały elektrodowe

Streszczenie: Ogniwa elektrochemiczne zdominowały w ostatnich latach technologie magazynowania energii na potrzeby przenośnej elektroniki, urządzeń elektrycznych oraz branży motoryzacyjnej. Zajmują również coraz ważniejsze miejsce w sektorze wielkoskalowego magazynowania energii. Najważniejszą spośród tych technologii są obecnie baterie litowe, które cechują dobre parametry pracy. Standardowe rozwiązania wydają się jednak osiągać kres swoich możliwości zarówno w zakresie pojemności energii, jak i napięcia pracy oraz gęstości mocy. Stąd zarówno w środowisku naukowym jak i przemyśle widoczne jest coraz większe zainteresowanie alternatywnymi technologiami, które pozwolą lepiej dostosować oczekiwane parametry pracy do potrzeb. Szczególnie ważne jest to w zakresie wielkoskalowego magazynowania w sektorze energetyki, dla którego baterie Li-ion wydają się rozwiązaniem dalekim od optymalnego, zwłaszcza w kontekście wysokich kosztów produkcji, wynikających z zastosowania drogich surowców. Jednocześnie wraz z koniecznością eliminacji trudnodostępnych i drogich pierwiastków, zmuszeni jesteśmy do ciągłego usprawniania technologii w zakresie bezpieczeństwa oraz parametrów pracy, takich jak gęstość magazynowanej energii oraz moc baterii. Zmiany przynieść może zarówno wprowadzenie nowego rodzaju elektrod, elektrolitów jak i zastąpienie litu innymi pierwiastkami. W ramach niniejszej pracy przedstawiono nowe kierunki rozwoju dla technologii magazynowania energii w ogniwach elektrochemicznych z uwzględnieniem obecnych trendów w literaturze naukowej oraz przemyśle.

New directions for the development of energy storage technologies in batteries

Keywords: electrochemical cells, energy storage, lithium batteries, large-scale storage, electrode materials

Abstract: Electrochemical cells have dominated energy storage technologies in recent years, serving portable electronics, electrical devices, and the automotive industry. They are also gaining prominence in large-scale energy storage systems. Among these technologies, lithium batteries currently hold a leading position due to their favorable performance parameters. However, standard solutions appear to be reaching their limits in terms of energy capacity, operating voltage, and power density. Consequently, both the scientific community and industry are increasingly focused on alternative technologies that can better meet evolving performance requirements. This is particularly important for large-scale energy storage in the energy sector, where lithium-ion batteries seem far from optimal, especially considering the high production costs associated with the use of expensive raw materials. At the same time, the necessity to eliminate scarce and costly elements compels continuous improvements in safety and operational parameters, such as energy density and power output. Innovations may arise from the introduction of new electrode and electrolyte materials or by replacing lithium with other elements. This study presents new directions for the development of energy storage technologies in electrochemical cells, considering current trends in scientific literature and industrial practice.

Agata MIELCAREK¹
Jacek ROMAN²
Robert WRÓBLEWSKI³
Bartosz CERAN⁴

***Opracowanie metody doboru parametrów
magazynu energii elektrycznej dla dużych systemów
fotowoltaicznych zasilających odbiorcę przemysłowego
(Projekt FP4 Rail4EARTH Zrównoważony
i ekologiczny system kolejowy Horizon-ER-JU2022-FA4-01)***

Wprowadzenie

Wspólne Europejskie Przedsięwzięcie Kolejowe (z ang. ERJU – *European Railway Joint Undertaking*), zostało ustanowione rozporządzeniem Rady Europejskiej w listopadzie 2021 roku i uroczyście rozpoczęło swoją działalność w lutym 2022 roku. Porozumienie jest następcą Wspólnego Europejskiego Przedsięwzięcia Kolejowego Shift3Rail, założonego w 2014 roku (ERJU 2024).

Wizją ERJU jest dostarczenie, poprzez zintegrowane podejście systemowe, elastycznej, multimodalnej, zrównoważonej i niezawodnej sieci kolejowej UE o dużej przepustowości dla europejskich pasażerów i towarów. Celem tego partnerstwa jest przyspieszenie badań i rozwoju zintegrowanych i znormalizowanych innowacji technologicznych niezbędnych do wsparcia Jednolitego Europejskiego Obszaru Kolejowego (z ang. SERA – *Single European Railway System*) (ERJU 2024).

¹ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-2801-0473; e-mail: agata.mielcarek@put.poznan.pl

² Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-3816-0088; e-mail: jacek.roman@put.poznan.pl

³ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-3256-6028; e-mail: robert.wróblewski@put.poznan.pl

⁴ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-0207-3193; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

ERJU zrzesza międzynarodowych interesariuszy branży kolejowej a przedstawicielem strony polskiej i jednym z członków fundatorów partnerstwa jest spółka Polskie Koleje Państwowe (PKP SA). Ekosystem badawczo-rozwojowy przy PKP SA tworzy kilkanaście firm i instytucji, w tym: Akademia Górniczo-Hutnicza, Centralny Port Komunikacyjny Sp. z o.o., Infrabyte Sp. z o.o., Instytut Badawczy Dróg i Mostów (sieć POLTRIN), Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Elektrotechniki, Instytut Kolejnictwa (sieć POLTRIN), Sieć Badawcza Łukasiewicz – Warszawski Instytut Technologiczny, Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Technik Innowacyjnych EMAG, Łódzka Kolej Aglomeracyjna Sp. z o.o., Państwowa Uczelnia Zawodowa im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie, PGE Energetyka Kolejowa SA (dawniej PKP Energetyka SA), PKP Informatyka Sp. z o.o., Politechnika Poznańska, Sieć Badawcza Łukasiewicz – Poznański Instytut Technologiczny, International Union of Railways (UIC) oraz Wojskowa Akademia Techniczna im. Jarosława Dąbrowskiego w Warszawie (PKP SA 2023). Przedsiębiorstwa zrzeszone są realizatorami wybranych zadań w ramach projektów flagowych, w których PKP SA bierze udział.

Obszarem działalności porozumienia Europe's Rail JU są badania i innowacje w kolejnictwie w ramach programu „Horyzont Europa” (2020–2027), obejmujące sześć projektów flagowych (z ang. FP – *Flagship Project*):

- FP1 *MTIONAL Mobility management multimodal environment and digital enablers* – Planowanie i kontrola zarządzania siecią oraz zarządzanie mobilnością w środowisku multimodalnym;
- FP2 – *R2DATO Rail to Digital automated up to autonomous train operation* – Rozwój kolei od cyfrowych i zautomatyzowanych rozwiązań do autonomicznego działania pociągów;
- FP3 – *IAM4RAIL Holistic and Integrated Asset Management for Europe's RAIL System* – Inteligentne i zintegrowane zarządzanie aktywami;
- FP4 – *RAIL4EARTH Sustainable and green rail systems* – Zrównoważony i ekologiczny system kolejowy;
- FP5 – *TRANS4M-R Transforming Europe's Rail Freight* – Transformacja europejskiego transportu kolejowego;
- FP6 – *FUTURE Delivering innovative rail services to revitalise capillary lines and regional rail services* – Dostarczenie innowacyjnych usług kolejowych dla rewitalizacji linii kolejowych (ERJU 2024).

PKP SA bierze udział w czterech z sześciu projektów flagowych: FP1 – MOTIONAL, FP3 – IAM4RAIL, FP4 – RAIL4EARTH, FP6 – FUTURE (PKP SA 2023). Politechnika Poznańska jest realizatorem wybranych zadań w FP3 – IAM4RAIL (Instytut Budownictwa) oraz FP4 – RAIL4EARTH (Instytut Budownictwa oraz Instytut Elektroenergetyki) (PP 2024).

1. Wybrane zadania w ramach projektu FP4 – Rail4EARTH

Projekt FP4 – RAIL4EARTH pn. Zrównoważony i ekologiczny system kolejowy (z ang. *Sustainable and Green Rail Systems*) (Horizon-ER-JU2022-FA4-01) przewidziano na okres od 1 grudnia 2022 r. do 30 listopada 2026 roku (48 miesięcy), a łączny budżet wynosi

95,1 mln EUR. Projekt jest współfinansowany także z budżetu Państwa Polskiego. Projekt jest realizowany łącznie przez 71 partnerów, w tym 13 z Polski (ERJU 2022; PP 2024). Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej najściślej współpracuje z PGE Energetyką Kolejową, Instytutem Technik Innowacyjnych EMAG (Sieć Badawcza Łukasiewicz) oraz Instytutem Kolejnictwa.

Projekt obejmuje działania zmierzające do poprawy wyników kolei w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz przyczynia się do realizacji europejskich celów energetyczno-klimatycznych. Instytut Elektroenergetyki zaangażowany jest w działania pn. „Holistyczne zarządzanie energią” (PP 2024).

Przedmiotem badań i analiz w ramach holistycznego zarządzania energią jest farma fotowoltaiczna dużej mocy wyposażona w elektrochemiczny magazyn energii, zasilająca stację kolejową – zarówno potrzeby trakcyjne, jak i nietrakcyjne. Działania w części dotyczącej holistycznego zarządzania energią można usystematyzować i podzielić na:

- analizy energetyczne – przeprowadzane w oparciu o dostępność energii pierwotnej, zapotrzebowanie na moc i energię oraz bilanse energetyczne,
- analizy dot. integracji z siecią elektroenergetyczną – uwzględniające warunki sieciowe w wybranej lokalizacji, tj. rozprędy mocy, jakość energii,
- analizy dot. zarządzania popytem obejmujące badanie możliwości oddziaływania na odbiorców poprzez mechanizmy rynkowe.

Autorzy niniejszego referatu odpowiedzialni są za analizy energetyczne. Zadania w ramach analiz energetycznych to m.in.:

- wyznaczenie uzysku energetycznego z farmy fotowoltaicznej,
- opracowanie metody doboru parametrów magazynu energii dla farmy fotowoltaicznej,
- symulacje długoterminowej pracy układu z uwzględnieniem degradacji,
- wyznaczenie wskaźników ekonomicznych i niezawodnościowych.

2. Metodologia badań

Wyniki algorytmu do oszacowania generacji energii elektrycznej z farmy PV, obok profilu zapotrzebowania na moc odbiorcy, stanowią dane wejściowe dla algorytmu doboru struktury magazynu energii. Algorytm opracowano w oparciu o dwa podstawowe założenia. Po pierwsze, magazyn jest przeznaczony do magazynowania nadmiaru energii elektrycznej wygenerowanej przez farmę PV i jej bieżącego zużycia przez odbiorcę w cyklu dobowym. Ponadto, magazyn nie jest przeznaczony do oddawania zmagazynowanej energii do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. Założenie to determinuje górny limit zakładanej mocy i pojemności magazynu. Po drugie, moc i pojemność akumulatora powinny być dobrane w sposób ograniczający natężenie prądu ładowania/rozładowania. Założono, że wskaźnik szybkości ładowania/rozładowania (*C-rate*) nie przekracza wartości 0,5 dla rozpatrywanego akumulatora litowo-jonowego. Założenie to determinuje dolny limit rozpatrywanego przedziału mocy i pojemności magazynu energii. Na podstawie ww. założeń, analizę przeprowadzono dla mocy znamionowych magazynu w zakresie 100–1200 kW, a pojemności w zakresie 200–4000 kWh.

Następnie dla każdego wariantu mocy i pojemności magazynu energii i zadanej wartości mocy zainstalowanej farmy PV równej 3,5 MW, przeprowadzono symulacje długoterminowe uwzględniające degradację komponentów. Zbadano wpływ degradacji na poziom samowystarczalności układu oraz bilanse energii elektrycznej, uwzględniające zapotrzebowanie na energię elektryczną z sieci, autokonsumpcję z instalacji PV/BAT oraz nadmiarową energię elektryczną możliwą do sprzedaży.

Utratę wydajności modułów fotowoltaicznych w kolejnych latach eksploatacji zamodelowano za pomocą równania (1):

$$P_{i+1}^{PV} = P_i^{PV} \cdot (1 - \Delta\eta_{PV}) \quad (1)$$

gdzie:

- P_{i+1}^{PV} – moc generowana przez instalację PV w roku $i+1$ [kW],
- P_i^{PV} – moc generowana przez instalację PV w roku i [kW],
- $\Delta\eta_{PV}$ – utrata wydajności w odniesieniu do mocy znamionowej modułu PV (Mielcarek i in. 2023).

Spadek sprawności ładowania i rozładowania przyjęto na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych jako wartość 1% rocznie, przyjmując za wartość początkową 90%. Aktualizacja dostępnej pojemności akumulatora w ciągu lat eksploatacji odbywa się zgodnie z równaniem (2):

$$CAP_{i+1}^{BAT} = CAP_i^{BAT} \left(-0,000057 \cdot LC \cdot (i-1) + 1 \right) \quad (2)$$

gdzie:

- CAP_{i+1}^{BAT} – dostępna pojemność akumulatora w roku $t+1$ [kWh],
- CAP_i^{BAT} – dostępna pojemność akumulatora w roku t [kWh],
- i – rok eksploatacji [–],
- LC – liczba cykli ładowania i rozładowania w ciągu roku [–], $LC = 365$. Równanie (2) opracowano na podstawie (Wikner i in. 2021).

Niezawodność analizowanego systemu w perspektywie długoterminowej z uwzględnieniem spadku wydajności jego komponentów wyrażono za pomocą wskaźnika samowystarczalności (z ang. SSR – *self-sufficiency ratio*) zgodnie z równaniem (3):

$$SSR = \frac{E_{PV/BAT} - E_{DS}}{E_{AK} + E_{ZS}} \cdot 100\% = \frac{E_{AK}}{E_{ZAP}} \cdot 100\% \quad (3)$$

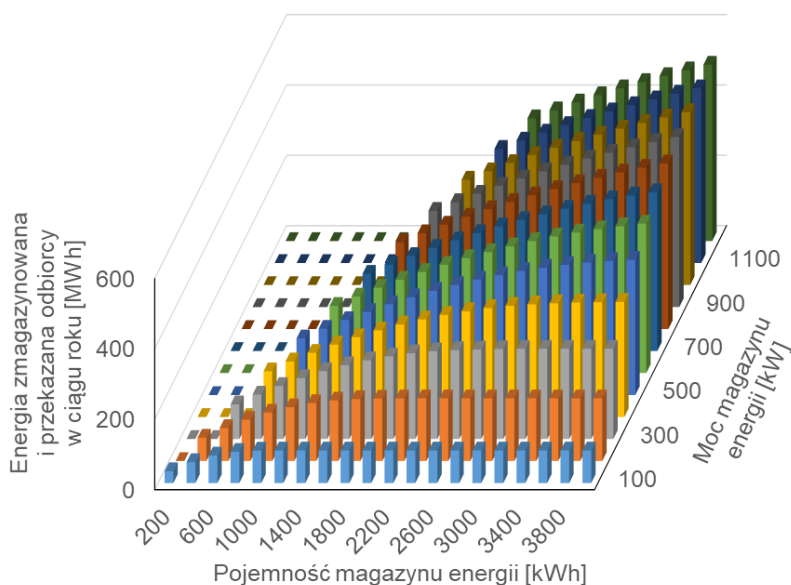
gdzie:

- SSR – wskaźnik samowystarczalności [%],
- $E_{PV/BAT}$ – energia elektryczna wygenerowana przez instalację fotowoltaiczną oraz energia elektryczna pochodząca z rozładowania akumulatora [kWh],
- E_{DS} – energia elektryczna oddawana do sieci [kWh],

- E_{AK} – energia elektryczna wygenerowana przez instalację fotowoltaiczną oraz pochodząca z rozładowania akumulatora i zużyta na potrzeby własne (stanowi ona różnicę $E_{PV/BAT} - E_{DS}$) [kWh],
- E_{ZS} – energia pobrana z zewnętrznej sieci elektroenergetycznej [kWh],
- E_{ZAP} – całkowite zapotrzebowanie odbiorcy na energię elektryczną ($E_{ZAP} = E_{AK} + E_{ZS}$) [kWh] (Sarniak 2024).

3. Wyniki

Efektem działania algorytmu służącego do doboru struktury elektrochemicznego magazynu energii jest tablica wartości energii zmagazynowanej i przekazanej odbiorcy w ciągu roku dla określonego przedziału mocy i pojemności magazynu energii (rys. 1).

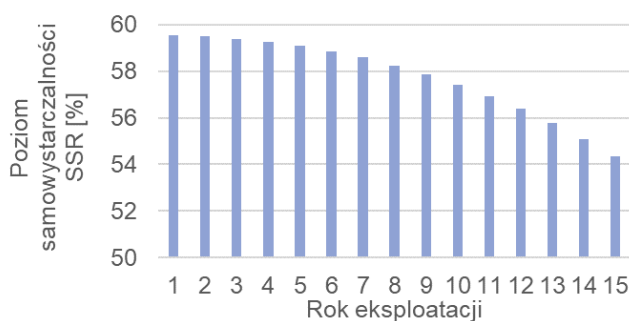


Rys. 1. Energia magazynowana przy farmie PV o mocy 3,5 MW i oddana odbiorcy w ciągu roku w zależności od parametrów magazynu energii

Fig. 1. Energy stored at a PV farm with a capacity of 3.5 MW and delivered to the recipient within a year depending on the parameters of the energy storage facility

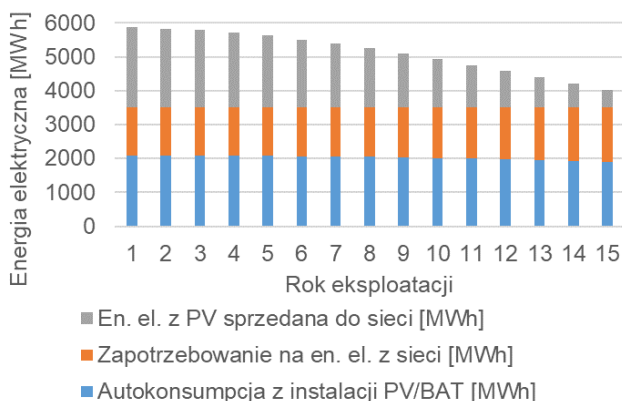
Na rysunku 2 przedstawiono spadek poziomu samowystarczalności w trakcie lat eksploatacji na przykładzie wybranej konfiguracji mocy i pojemności magazynu energii.

Na rysunku 3 przedstawiono graficzną prezentację wyników bilansu energii w układzie wyznaczonego na podstawie wieloletniej symulacji pracy dla przykładowego wariantu mocy i pojemności magazynu energii.



Rys. 2. Poziom samowystarczalności w analizowanym układzie w ciągu lat eksploatacji dla wariantu systemu o parametrach: $P_{N_{PV}} = 3,5$ MW, $C_{N_{BAT}} = 3200$ kWh, $P_{N_{BAT}} = 1200$ kW

Fig. 2. The level of self-sufficiency in the analyzed system over the years of operation for the system variant with the following parameters: $P_{N_{PV}} = 3.5$ MW, $C_{N_{BAT}} = 3,200$ kWh, $P_{N_{BAT}} = 1,200$ kW



Rys. 3. Bilanse energii elektrycznej dla wariantu analizowanego układu o parametrach: $P_{N_{PV}} = 3,5$ MW, $C_{N_{BAT}} = 3200$ kWh, $P_{N_{BAT}} = 1200$ kW

Fig. 3. Electricity balances for the variant of the analyzed system with parameters: $P_{N_{PV}} = 3.5$ MW, $C_{N_{BAT}} = 3,200$ kWh, $P_{N_{BAT}} = 1,200$ kW

Dla przykładowych wartości mocy i pojemności magazynu w pierwszym roku eksploatacji poziom samowystarczalności będzie wynosił około 59%. Po 15 latach eksploatacji, w wyniku spadku pojemności magazynu związanego z jego pracą, poziom samowystarczalności spadnie do około 54%. Spadek wydajności produkcyjnej farmy PV będzie skutkował zmniejszaniem rocznej wartości energii produkowanej, co będzie skutkowało zmniejszeniem wartości energii elektrycznej oddawanej do sieci elektroenergetycznej.

Podsumowanie

Wyposażenie farmy fotowoltaicznej w elektrochemiczny magazyn energii pozwala na poprawę niezawodności analizowanego układu, wyrażonej za pomocą wskaźnika samowystarczalności. Wartość wskaźnika samowystarczalności wzrasta wraz ze zwiększaniem mocy i pojemności magazynu energii. W celu poprawnego określenia kosztów eksploatacyjnych systemu farma PV-magazyn elektrochemiczny należy budować modele matematyczne, które uwzględniają spadek wydajności urządzeń po latach eksploatacji. Pozwoli to inwestorowi na dokładniejszą ocenę ryzyka związanego z danym przedsięwzięciem. W drodze procesu inwestycyjnego analizę techniczną należy uzupełnić o obliczenia prowadzące do oszacowania zasadności ekonomicznej badanych rozwiązań.

Literatura

- ERJU 2024 – Europe's Rail Joint Undertaking [Online] <https://rail-research.europa.eu/> [Dostęp: 20.11.2024].
- Mielcarek i in. 2023 – Mielcarek, A., Ceran, B. and Jurasz, J. 2023 – The Impact of Degradation of PV/Battery-Independent System Components on Technical and Economic Indicators and Sizing Process. *Energies* 16(18), DOI: 10.3390/en16186642.
- PKP SA 2023 – PKP SA przystąpiły do Partnerstwa Europe's Rail JU. [Online] <https://www.pkp.pl/pl/pkp-aktualnosci/3294-pkp-s-a-przystapily-do-partnerstwa-europe-s-rail-ju> [Dostęp: 20.11.2024].
- PP 2024 – Granty: FP4 – Rail4Earth [Online] <https://wilit.put.poznan.pl/node/4729> [Dostęp: 20.11.2024].
- Sarniak, M. 2024 – Autokonsumpcja i samowystarczalność w aspekcie doboru wielkości magazynu energii prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej. *Rynek Energii* 1(170), s. 3–9.
- Wikner i in. 2021 – Wikner, E., Björklund, E., Fridner, J., Brandell, D. and Thiringer, T. 2023 – How the utilised SOC window in commercial Li-ion pouch cells influence battery ageing. *Journal of Power Sources Advances* 8, DOI: 10.1016/j.powera.2021.100054.

Opracowanie metody doboru parametrów magazynu energii elektrycznej dla dużych systemów fotowoltaicznych zasilających odbiorcę przemysłowego (Projekt FP4 Rail4EARTH Zrównoważony i ekologiczny system kolejowy Horizon-ER-JU2022-FA4-01)

Słowa kluczowe: Europe's Rail JU, FP4-Rail4EARTH, farma fotowoltaiczna, elektrochemiczny magazyn energii, OZE dla odbiorcy przemysłowego

Streszczenie: W lutym 2022 r. oficjalnie rozpoczęło działalność Wspólne Europejskie Przedsięwzięcie Kolejowe (z ang. ERJU – *Europe's Rail Joint Undertaking*), wywodzące się z europejskiego międzynarodowego partnerstwa Shift2Rail. Europe's Rail JU zrzesza międzynarodowych interesariuszy branży kolejowej, a przedstawicielem strony polskiej jest spółka Polskie Koleje Państwowe (PKP SA). Z założenia Europe's Rail JU dąży do integracji i standaryzacji systemów kolejowych oraz utworzenia jednolitego europejskiego obszaru kolejowego (z ang. SERA – *Single European Railway Area*), który będzie elastyczny, zrównoważony, niezawodny, konkurencyjny, o dużej przepustowości, zarówno dla ruchu pasażerskiego, jak i towarowego. Obszarem działalności porozumienia Europe's Rail JU są badania i innowacje w kolejnictwie w ramach programu „Horyzont Europa” (2020–2027), obejmujące sześć projektów flagowych (z ang. FP – *Flagship Project*). Jednym z nich (czwartym w kolejności – FP4) jest projekt pn. Zrównoważony i ekologiczny system kolejowy (z ang. *Sustainable and green rail systems*) o akronimie Rail4EARTH (Horizon-ER-JU2022-FA4-01). Czas jego trwania przewidziano na okres od 1 grudnia 2022 r. do 30 listopada 2026 r. a łączny budżet wynosi 95,1 mln EUR. Projekt jest współfinansowany także z budżetu Państwa Polskiego. Jednym z konsorcjantów projektu FP4-Rail4EARTH

jest PKP SA, a wśród podmiotów z nim powiązanych (z ang. *Affiliated Entities*) jest Politechnika Poznańska (PP), realizująca wybrane zadania w Instytucie Budownictwa oraz Instytucie Elektroenergetyki.

Zakres prac projektu FP4-Rail4EARTH dotyczy działań uwzględniających zrównoważony rozwój kolei oraz przyczyniających się do realizacji celu neutralności klimatycznej Europy do 2050 r. Jednym z zadań szczegółowych, realizowanych przez Instytut Elektroenergetyki PP, jest opracowanie metody doboru parametrów magazynu energii elektrycznej dla farmy fotowoltaicznej dużej mocy, zasilającej stację kolejową (potrzeby trakcyjne i nietrakcyjne). Niniejszy referat, poza przybliżeniem założeń projektu FP4-Rail4EARTH oraz roli Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, ma na celu podsumowanie wyników badań w zakresie doboru mocy i pojemności elektrochemicznego magazynu energii współpracującego z farmą fotowoltaiczną dla przedsiębiorstwa kolejowego.

Development of a method for selecting parameters of an electric energy storage for large photovoltaic systems supplying an industrial recipient (FP4 Rail4EARTH Project Sustainable and ecological railway system Horizon-ER-JU2022-FA4-01)

Keywords: Europe's Rail JU, FP4-Rail4EARTH, photovoltaic farm, electrochemical energy storage, RES for industry recipient

Abstract: In February 2022, the European Rail Joint Undertaking (ERJU) officially began its operations, stemming from the European international partnership Shift2Rail. ERJU brings together international stakeholders from the rail industry, with the Polish side represented by the Polish State Railways (PKP SA). ERJU aims to integrate and standardize rail systems and create a Single European Railway Area (SERA), which will be flexible, sustainable, reliable, competitive, and high-capacity for passenger and freight traffic.

The scope of the ERJU agreement is research and innovation in rail within the framework of the Horizon Europe programme (2020–2027), covering six Flagship Projects (FP). One of them (the fourth in line – FP4) is the project Sustainable and Green Rail Systems with the acronym Rail4EARTH (Horizon-ER-JU2022-FA4-01). Its duration is planned from December 1, 2022, to November 30, 2026, and the total budget is EUR 95.1 million. The project is also co-financed from the Polish state budget. One of the consortium members of the FP4-Rail4EARTH project is PKP SA, and among its affiliated entities is the Poznan University of Technology (PUT), implementing selected tasks at the Institute of Civil Engineering and the Institute of Electrical Power Engineering.

The scope of work of the FP4-Rail4EARTH project concerns activities that consider the sustainable development of railways and contribute to the implementation of the climate neutrality goal of Europe by 2050. One of the detailed tasks carried out by the Institute of Power Engineering of PUT is to develop a method for selecting parameters of electrochemical energy storage for a large-scale photovoltaic farm, supplying a railway station (traction and non-traction needs). This paper, apart from presenting the assumptions of the FP4-Rail4EARTH project and the role of the Institute of Electrical Power Engineering of the Poznan University of Technology, aims to summarize the results of research on the selection of power and capacity of an electrochemical energy storage cooperating with a photovoltaic farm for a railway company.

Natalia KASIŃSKA¹
Jakub SIERCHUŁA²
Radosław SZCZERBOWSKI³
Bartosz CERAN⁴

Modelowanie układów technologicznych elektrowni jądrowych

Wprowadzenie

Obecnie ludzkość stoi przed rozwiązaniem problemu, jakim są pogłębiające się zmiany klimatu. W związku z tym pojawiające się rozporządzenia kładą coraz większy nacisk na aspekty środowiskowe i spełnianie rygorystycznych wymogów dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych. Ponadto racjonalne wykorzystanie dostępnych surowców energetycznych nabrało istotnego znaczenia. W konsekwencji rozwijające się państwa podjęły szereg działań, których głównym celem jest intensywna modernizacja sektora energetycznego.

Wymogi wprowadzane przez Unię Europejską (UE), związane z osiągnięciem neutralności klimatycznej, wpłynęły na przekierowanie inwestycji w dalszy rozwój źródeł nisko- bądź zeroemisyjnych. Decyzja podjęta przez Parlament Europejski podczas głosowania, które przeprowadzono 6 lipca 2022 roku, by uznać technologie gazową oraz jądrową za istotne w transformacji sektora energetycznego, otworzyła wachlarz nowych możliwości (Taksonomia 2022). Jest to szczególnie ważne w przypadku budowy polskiego miksu energetycznego. Pojawiły się sprzyjające okoliczności do pozyskania finansowania ze środków UE inwestycji w elektrownie jądrowe czy gazowe.

Prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wpłynął na konieczność aktualizacji polityk energetycznych poszczególnych państw. W obliczu pojawiających się wyzwań, ochrona gwarancji dostaw energii stała się szczególnie ważnym aspektem rozwija-

¹ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0009-0004-8430-6476; e-mail: natalia.kasinska@put.poznan.pl

² Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0002-0792-8915; e-mail: jakub.sierchula@put.poznan.pl

³ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0001-8262-683X; e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

⁴ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-0207-3193; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

jących się gospodarek. W celu zapewnienia dalszego bezpieczeństwa energetycznego danego kraju niezbędna jest m.in. budowa nowych elektrowni systemowych.

Udział energetyki jądrowej w transformacji energetycznej, na przykładzie Polski, zapewni niższy koszt przejścia do zeroemisyjnego sektora wytwórczego. Co więcej, rozwój tego typu jednostek zagwarantuje zauważalny przyrost stabilnej mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Również wiele innych państw zapowiada plany rozbudowy już posiadanej (lub nowo powstającej) floty elektrowni jądrowych dużych mocy oraz wdrażanie małych modułowych reaktorów jądrowych SMR do mikrów energetycznych (PIE – SMR 2023). Na podstawie informacji podawanych przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (PRIS 2024) daje się zauważyć, że obecnie na świecie budowane są 63 reaktory jądrowe (stan na drugą połowę listopada 2024 roku).

W celu wykazania korzyści wynikających z wdrożenia alternatywnego źródła energii, jakim są SMR-y, grupa naukowców (Xie i in. 2024) przeanalizowała kwestie związane z wpływem podatku nakładanego na brytyjskie jednostki wytwórcze, które emitują dwutlenek węgla (CO₂) do atmosfery. Po osiągnięciu pewnej wartości opłaty węglowej zastąpienie elektrowni zasilanych paliwami kopalnymi przez energetykę jądrową stałoby się opłacalnym rozwiązaniem.

Wśród analizowanych wyników badań można znaleźć publikacje, w których skoncentrowano się na ocenie możliwości transformacji eksploatowanych źródeł konwencjonalnych, takich jak elektrownie węglowe. W pracy (Qvist i in. 2021) autorzy sprawdzili potencjał przebudowy górnego źródła ciepła (kotła parowego) na mały modułowy reaktor jądrowy, zachowując przy tym pozostałe elementy układu technologicznego. Badania przeprowadzono na przykładzie polskich jednostek wytwórczych. W rezultacie wskazano 38 lokalizacji, dzięki którym będzie możliwe uzyskanie zadowalających efektów. W tym celu najlepiej sprawdzą się elektrownie o mocy cieplnej z przedziału 250–1000 MWt.

Kontynuację powyższych rozważań stanowi publikacja (Bartela i in. 2021), w której autorzy podjęli się zadania polegającego na wykonaniu analizy scenariusza modernizacji (kocioł parowy – SMR) w Elektrowni Łagisza. Jest to jedna z pracujących jednostek systemowych na parametry nadkrytyczne (moc 460 MWe). Zaprezentowane wyniki wskazują, że pozytywnym skutkiem opisywanych działań byłoby uniknięcie emisji około 2,1 Mt CO₂ (w skali roku). W ten sposób emisyjność polskiej energetyki zmniejszyłaby się o 1,4%.

W dalszej części niniejszego rozdziału zaprezentowano wyniki badań, których celem jest określenie możliwie najlepszej roli dla różnych technologii jądrowych w modernizowanym sektorze wytwórczym. Podczas przeglądu literatury nie spotkano się z takimi rozważaniami, dlatego też podjęcie rzeczzonego wątku wydaje się zasadne. Wskazanie właściwej ścieżki rozwoju tego obszaru gospodarki należy stale analizować, aby dekarbonizacja energetyki przebiegała w zrównoważony sposób.

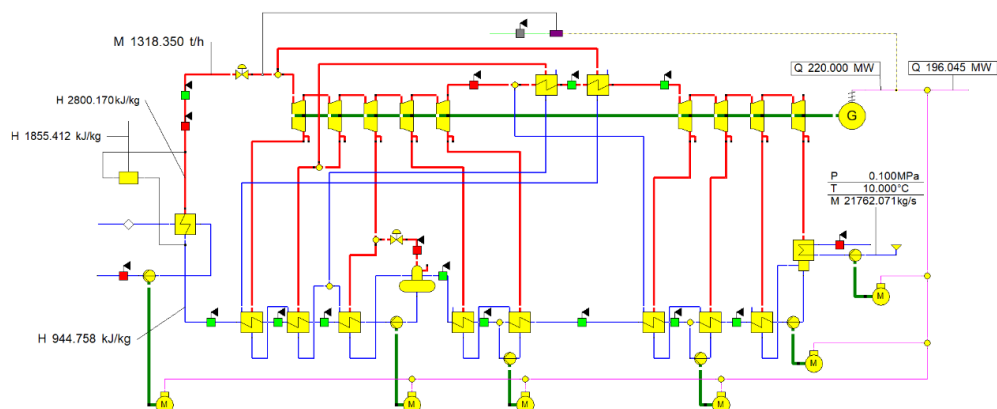
1. Modelowanie komputerowe

Szczegółowa analiza zmieniających się w czasie parametrów układu technologicznego danej jednostki wytwórczej poprzez zasymulowanie różnych stanów jej pracy jest wynikiem

wykorzystania zaawansowanych modeli komputerowych. EBSILON®Professional firmy Steag to jeden z najbardziej znanych programów do tworzenia własnych modeli termodynamicznych elektrowni bądź elektrociepłowni. Najważniejsze możliwości wynikające z modelowania komputerowego to (Madejski i Żymelka 2020):

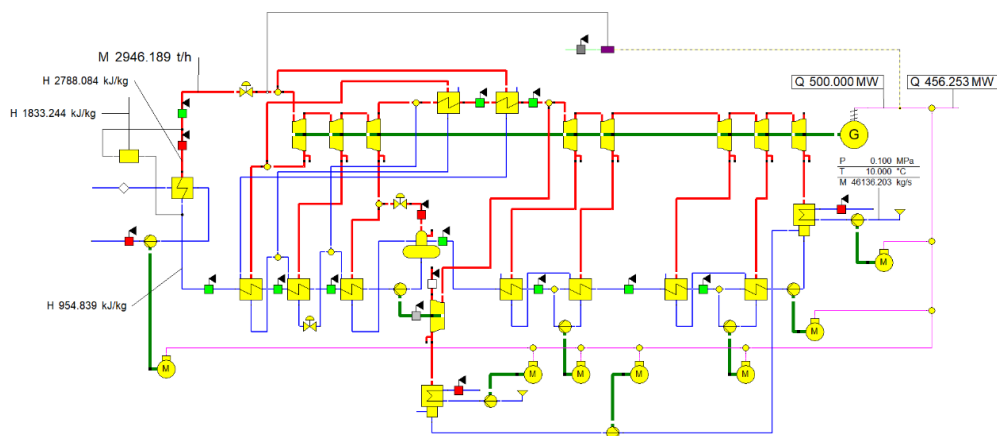
- ułatwione bilansowanie układów technologicznych elektrowni/elektrociepłowni,
- ocena korzyści wynikających z planowanej inwestycji,
- zbadanie potencjału wykorzystania elektrowni jądrowych do (przykładowo) zasilania w ciepło odbiorców komunalnych bądź przemysłowych,
- nadzór nad procesami, które towarzyszą produkcji energii elektrycznej czy ciepła,
- ułatwione prowadzenie prac badawczo-rozwojowych.

Na podstawie danych zawartych w (Ackermann 1987) oraz (ARIS 2024) zamodelowano obiegi wtórne elektrowni jądrowych dużych i małych mocy. Wybór technologii AP1000, WWER1000, WWER440 oraz SMR podyktowany był ich znaczącą rolą w obecnym i przyszłym rozwoju niskoemisyjnego sektora energetycznego. Szczególną uwagę zwrócono na rozwiązanie AP1000, gdyż zostało ono wskazane przez polski rząd w ramach realizacji projektu budowy pierwszej elektrowni jądrowej w kraju (MKiŚ 2023). Dla porównania zamodelowano obieg wtórny elektrowni o takiej samej mocy elektrycznej – WWER1000. W badaniach uwzględniono także jednostkę typu SMR. Jest to szeroko rozważana idea, która stanowi perspektywiczne źródło energii (rozwój energetyki rozproszonej). Ostatni z modeli – WWER440, to jednostka o niewielkiej mocy, zbliżona SMR-om (zwłaszcza propozycji firmy Rolls-Royce – blok o mocy około 470 MW_e) (SMR RR 2024). Rysunki od 1 do 4 przedstawiają schematy, wraz z wybranymi parametrami, wykonane w programie EBSILON®Professional.



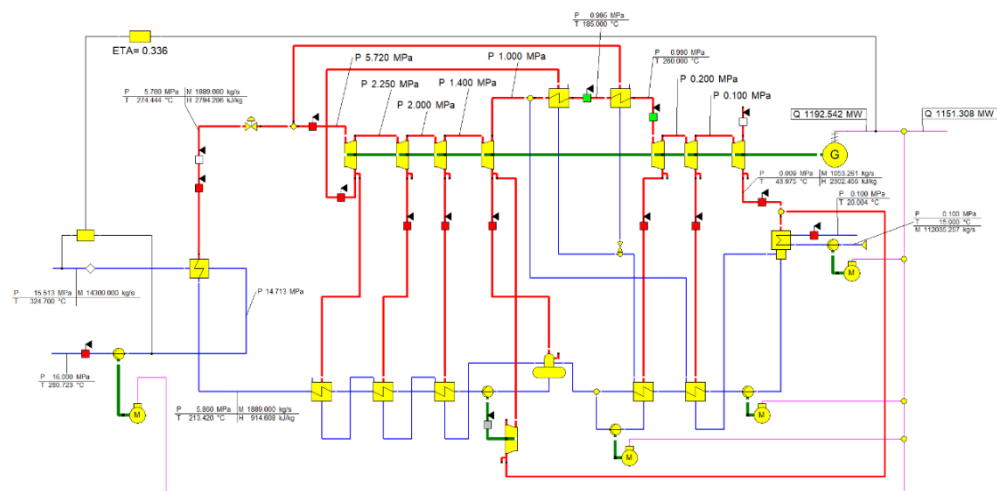
Rys. 1. Schemat modelowanego obiegu wtórnego elektrowni jądrowej (reaktor WWER440) wraz z parametrami; H – entalpia [kJ/kg]; M – strumień masy [t/h lub kg/s]; P – ciśnienie [MPa]; Q – strumień energii [MW]; T – temperatura [°C]

Fig. 1. Diagram of the secondary loop of a nuclear power plant (WWER440 reactor) with parameters; H – enthalpy [kJ/kg]; M – mass flow rate [t/h or kg/s]; P – pressure [MPa]; Q – energy flow rate [MW]; T – temperature [°C]



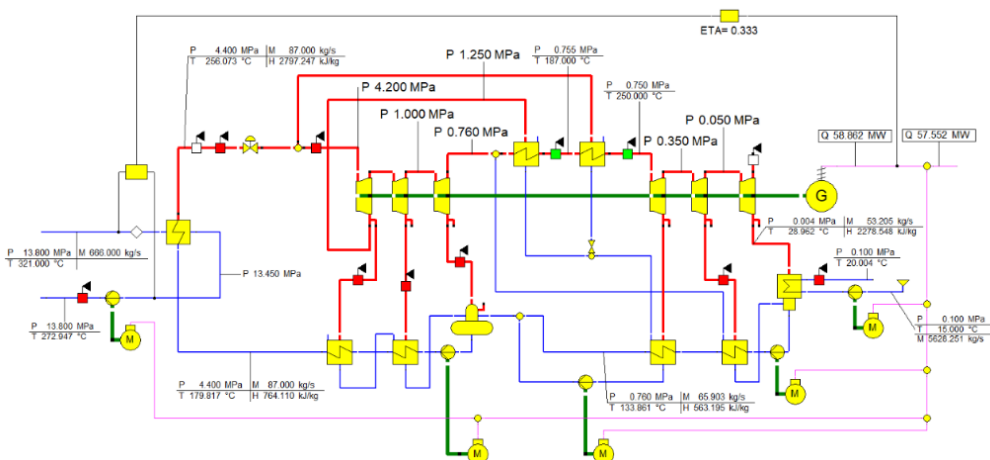
Rys. 2. Schemat modelowanego obiegu wtórnego elektrowni jądrowej (reaktor WWER1000) wraz z parametrami; H – entalpia [kJ/kg]; M – strumień masy [t/h lub kg/s]; P – ciśnienie [MPa]; Q – strumień energii [MW]; T – temperatura [°C]

Fig. 2. Diagram of the secondary loop of a nuclear power plant (WWER1000 reactor) with parameters; H – enthalpy [kJ/kg]; M – mass flow rate [t/h or kg/s]; P – pressure [MPa]; Q – energy flow rate [MW]; T – temperature [°C]



Rys. 3. Schemat modelowanego obiegu wtórnego elektrowni jądrowej (reaktor AP1000) wraz z parametrami; H – entalpia [kJ/kg]; M – strumień masy [t/h lub kg/s]; P – ciśnienie [MPa]; Q – strumień energii [MW]; T – temperatura [°C]

Fig. 3. Diagram of the secondary loop of a nuclear power plant (AP1000 reactor) with parameters; H – enthalpy [kJ/kg]; M – mass flow rate [t/h or kg/s]; P – pressure [MPa]; Q – energy flow rate [MW]; T – temperature [°C]



Rys. 4. Schemat modelowanego obiegu wtórnego modułowej elektrowni jądrowej (SMR) wraz z parametrami;
H – entalpia [kJ/kg]; M – strumień masy [t/h lub kg/s]; P – ciśnienie [MPa]; Q – strumień energii [MW];
T – temperatura [°C]

Fig. 4. Diagram of the secondary loop of a nuclear power plant (SMR) with parameters;
H – enthalpy [kJ/kg]; M – mass flow rate [t/h or kg/s]; P – pressure [MPa]; Q – energy flow rate [MW];
T – temperature [°C]

2. Wyniki analizy energetycznej obiegu wtórnego

W celu przeprowadzenia analizy energetycznej wyznaczono wskaźniki takie jak: natężenie wody chłodzącej w skraplaczu (D_{wch}), sprawność wewnętrzna obiegu (η_{iob}), jednostkowe zużycie pary przez turbinę (d) i generowana moc elektryczna brutto (P_{el_brutto}). Parametry D_{wch} oraz P_{el_brutto} odczytano bezpośrednio w programie, pozostałe z wymienionych wyznaczono na podstawie wzorów (1) oraz (2), które znajdują się poniżej. Uzyskane wyniki zebrano w tabeli 1.

$$\eta_{iob} = \frac{P_{el_brutto}}{D \cdot (i_0 - i_{wz})} \quad (1)$$

$$d = \frac{D}{P_{el_brutto}} \quad (2)$$

gdzie:

- D – natężenie przepływu pary [kg/s],
- i_0 – entalpia pary świeżej [kJ/kg],
- i_{wz} – entalpia wody zasilającej [kJ/kg],
- P_{el_brutto} – moc elektryczna bloku brutto [kW].

TABELA 1. Zestawienie otrzymanych wyników

TABLE 1. Summary of the results

Lp.	Wskaźnik wraz z jednostką		AP1000	WWER440	WWER1000	SMR
1.	D_{wch} [kg/s]	$\Delta t_{wch} = 10^{\circ}\text{C}$	55 919,6	10 875,2	23 055,7	2 809,2
		$\Delta t_{wch} = 15^{\circ}\text{C}$	37 283,6	7 250,9	15 372,1	1 873
2.	η_{lob} [%]		33,6	32,4	33,3	33,3
3.	d [kg/MWh]		5 702	5 991	5 892	5 321
4.	P_{el_brutto} [MW]		1 192,5	2*220	2*500	58,9

Na podstawie powyższej tabeli daje się zauważyć, że mimo istotnych różnic w konstrukcji i przeznaczeniu, wszystkie z analizowanych technologii osiągnęły zbliżone wyniki. W przypadku modeli WWER440 oraz WWER1000 generacja mocy elektrycznej wiąże się z eksploatacją dwóch turbozespołów (podział ten wynika m.in. z ówczesnych standardów projektowych – lata 70./80. XX wieku). Dzięki temu zwiększa się niezawodność czy elastyczność pracy bloku elektrowni.

Produkcja energii elektrycznej na skalę przemysłową wiąże się z koniecznością wykorzystania jednostek, które charakteryzują się wysoką mocą znamionową i dyspozycyjnością. Spośród analizowanych technologii z całą pewnością można do nich zaliczyć elektrownie z reaktorami AP1000 oraz WWER1000. Wymagają one jednak znacznych zasobów wodnych (potrzeby związane z D_{wch} oraz d), co stanowi ograniczenie w sprawie wyboru lokalizacji inwestycji. Z kolei jednostki wytwórcze z reaktorem, taki jak zamodelowany SMR, cechuje mniejsza moc i niższe zapotrzebowanie na wodę chłodzącą. Co więcej, kompaktowy charakter tego rozwiązania powoduje, że sprawdzi się ono głównie w zastosowaniach lokalnych. W przyszłości SMR-y można będzie wykorzystywać, jako jednostki zasilające np. zakłady przemysłowe (większość z nich wymaga stabilnych dostaw energii) czy odizolowane regiony (wyspy, bazy wojskowe, odległe miejscowości) w energię elektryczną czy ciepło.

Wprowadzenie energetyki jądrowej do krajowego miksu energetycznego jest przedsięwzięciem, które stanowi korzystną perspektywę dla polskiej gospodarki i środowiska. Jednak na opisywane działania należy patrzeć w szerszym kontekście, m.in. ekologicznym, ekonomicznym czy związanym z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego. Wszystko to wymaga odpowiedniego przygotowania zarówno pod względem infrastrukturalnym, finansowym, jak i społecznym. Zwiększenie świadomości na temat energetyki jądrowej oraz zdobycie akceptacji mieszkańców, dzięki realizowaniu działań edukacyjnych, informacyjnych i promocyjnych, jest równie ważnym aspektem.

Kwestie ekologiczne dotyczą celów określonych przez UE – polityki zakładającej osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Z tego względu tak istotna jest dywersyfikacja oraz dekarbonizacja energetyki. Z perspektywy zapewniania ciągłości dostaw energii należy także pamiętać o harmonogramie wyłączeń jednostek systemowych. Ubytki w mocy zainstalowanej w KSE można zbilansować dzięki wprowadzeniu energetyki jądrowej pracującej, jako źródło w podstawie dobowego obciążenia systemu (wysoka dyspozycyjność).

Podsumowanie

Polski sektor energetyczny czeka szereg wyzwań wynikających z konieczności jego modernizacji. W związku z unijnymi regulacjami klimatycznymi i dążeniem do znacznego obniżenia emisji gazów cieplarnianych, Polska zobowiązana jest do zmniejszania udziału dominującego źródła w miksie energetycznym, jakim jest węgiel, na rzecz odnawialnych źródeł energii (OZE) czy technologii niskoemisyjnych (np. energetyki jądrowej). Wprowadzenie tych koniecznych i znaczących zmian stało się przedmiotem wielu dyskusji, i wciąż budzi obawy.

Kolejny krok, niezbędny do przeprowadzenia transformacji energetycznej, stanowi rozwój infrastruktury sieciowej, która nie jest w pełni przystosowana do rosnących udziałów mocy pochodzących z OZE. Stochastyczny charakter tych źródeł wymaga zastosowania nowoczesnych rozwiązań, które związane są m.in. z magazynowaniem energii. Niezbędna jest także rozbudowa systemu przesyłowego tak, aby wyprowadzenie i przesłanie energii wytworzonej w elektrowniach jądrowych były możliwe.

W niniejszym artykule zaprezentowano wyniki modelowania komputerowego układów technologicznych elektrowni jądrowych. Dzięki symulacjom i analizom pojawia się możliwość lepszego dopasowania poszczególnych rozwiązań do lokalnych warunków i wymagań systemowych. Modelowanie staje się także jednym ze strategicznych narzędzi, które wspiera zrównoważony rozwój energetyki.

Wdrażanie innowacyjnych technologii, a także sprostanie wyzwaniom związanym z przejściem na nowoczesny i niskoemisyjny system energetyczny, to kwestie dotyczące każdego z rozwijających się państw.

Literatura

- Ackermann, G. 1987 – Eksploatacja elektrowni jądrowych. Warszawa: Wyd. Naukowo-Techniczne.
- ARIS 2024 – International Atomic Energy Agency, Advanced Reactor Information System. [Online] <https://aris.iaea.org/TechnicalData/> [Dostęp: 18.11.2024].
- Bartela i in. 2021 – Bartela, Ł., Gładysz, P., Andreades, C., Qvist, S. i Zdeb, J. 2021 – Techno-Economic Assessment of Coal-Fired Power Unit Decarbonization Retrofit with KP-FHR Small Modular Reactors. *Energies* 14(9), DOI: 10.3390/en14092557.
- Madejski, P. i Żymelka, P. 2020 – Wprowadzenie do komputerowych obliczeń i symulacji pracy systemów energetycznych w programie STEAG Ebsilon®Professional. Kraków: Wyd. AGH.
- „MKiŚ” 2023 – Pierwsza elektrownia jądrowa w Polsce powstanie w ramach konsorcjum spółek Westinghouse i Bechtel. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/pierwsza-elektrownia-jadrowa-w-polsce-powstanie-w-ramach-konsorcjum-spolek-westinghouse-i-bechtel> [Dostęp: 01.12.2024].
- PIE-SMR 2023 – Polski Instytut Ekonomiczny, Perspektywy wykorzystania reaktorów SMR w polskiej transformacji energetycznej, Warszawa, 2023 [Online] <https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2023/06/Reaktory-SMR.pdf> [Dostęp: 01.12.2024].
- PRIS 2024 – International Atomic Energy Agency, Power Reactor Information System. [Online] <https://pris.iaea.org/pris/> [Dostęp: 18.11.2024].
- Qvist i in. 2021 – Qvist, S., Gładysz, P., Bartela, Ł. i Sowizdżał, A. 2021 – Retrofit Decarbonization of Coal Power Plants – A Case Study for Poland. *Energies* 14(1), DOI: 10.3390/en14010120.
- SMR RR 2024 – Why Rolls-Royce SMR? [Online] <https://www.rolls-royce-smr.com/why-rolls-royce-smr> [Dostęp: 03.12.2024].

Taksonomia 2022 – Taksonomia: posłowie za włączeniem gazu i energii jądrowej. [Online] <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20220701IPR34365/taksonomia-poslowie-za-wlaczaniem-gazu-i-energii-jadrowej> [Dostęp: 15.11.2024].

Xie i in. 2024 – Xie, W., Atherton, J., Bai, J., Farazi, F., Mosbach, S., Akroyd, J. i Kraft, M. 2024 – A nuclear future? Small Modular Reactors in a carbon tax-driven transition to clean energy. *Applied Energy* 364, DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123128.

Modelowanie układów technologicznych elektrowni jądrowych

Słowa kluczowe: modelowanie komputerowe, układy technologiczne, energetyka jądrowa, transformacja energetyczna

Streszczenie: Intensywna modernizacja energetyki na świecie to odpowiedź na zachodzące zmiany klimatyczne, z którymi powiązany jest wzrost zapotrzebowania na energię, i tym samym zwiększona emisja gazów cieplarnianych do atmosfery. Poszczególne kraje inwestują w rozwój źródeł nisko- bądź zeroemisyjnych. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego i dostępności energii na całym świecie to tylko niektóre z celów modernizacji tego obszaru gospodarki. Jednym z narzędzi, które wspierają podejmowanie wielu kluczowych decyzji inwestycyjnych w procesie transformacji, jest modelowanie komputerowe. W artykule zaprezentowano wyniki działań związanych z zamodelowanymi układami technologicznymi elektrowni jądrowej. Analizę przeprowadzono na obiegach wtórnych, z wykorzystaniem programu EBSILON®Professional.

Modeling technological systems of nuclear power plants

Keywords: computer modeling, technological systems, nuclear power, energy transformation

Abstract: Around the world, the energy sector is undergoing a major modernisation in response to climate change, which is linked to rising energy demand and increased greenhouse gas emissions into the atmosphere. Individual countries are investing in the development of low or zero-emission sources. Improving energy security and availability worldwide are just some of the goals of modernising this sector of the economy. Computer modelling is one of the tools that support many key investment decisions in the transformation process. This article presents the results of activities related to the modelled technological systems of a nuclear power plant. The analysis was carried out on secondary loops using the EBSILON®Professional programme.

Cezary POLSKI¹, Tomasz POLSKI²
Jacek ROMAN³, Natalia KASIŃSKA⁴
Agata MIELCAREK⁵, Daria ZŁOTECKA⁶
Robert WRÓBLEWSKI⁷, Radosław SZCZERBOWSKI⁸
Jarosław BARTOSZEWICZ⁹, Bartosz CERAN¹⁰

Możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody w układach technologicznych elektrowni i elektrociepłowni

Wprowadzenie

W polskim systemie elektroenergetycznym moc zainstalowana źródeł z grupy OZE o losowym, stochastycznym charakterze pracy wynosi około 30,8 GW, z czego w farmach i instalacjach fotowoltaicznych łącznie zainstalowane jest 20,25 GW, a w farmach wiatrowych 10,55 GW. Obecnie źródła te stanowią około 45% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE. Zwiększanie procentowego udziału tego typu źródeł bez jakichkolwiek ograniczeń musi skutkować coraz większymi problemami związanymi z utrzymaniem bezpiecznej i stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. W listopadzie 2024 roku, ze względu na tzw. flautę, farmy wiatrowe osiągnęły wartość wskaźnika wykorzystania zdolności produkcyjnej na poziomie 25%. Farmy fotowoltaiczne charakteryzowały się wartością tego współczynnika na poziomie 3%. Należy podkreślić, że w tym okresie system elektroenergetyczny funkcjonował dzięki elektrowniom parowym. Dopóki operator systemu będzie dysponował odpowiednią

¹ ENERGOTHERM Sp. z o.o., Przeźmierowo; e-mail: cezary.polski@energotherm.pl

² ENERGOTHERM Sp. z o.o., Przeźmierowo; e-mail: tomasz.polski@energotherm.pl

³ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-3816-0088; e-mail: jacek.roman@put.poznan.pl

⁴ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0009-0004-8430-6476; e-mail: natalia.kasinska@put.poznan.pl

⁵ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-2801-0473; e-mail: agata.mielcarek@put.poznan.pl

⁶ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-0461-7633; e-mail: daria.zlotecka@put.poznan.pl

⁷ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-3256-6028; e-mail: robert.wroblewski@put.poznan.pl

⁸ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0001-8262-683X; e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

⁹ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0002-9426-6891; e-mail: jaroslaw.bartoszewicz@put.poznan.pl

¹⁰ Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-0207-3193; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

wartością mocy w źródłach sterowalnych, spadki wydajności produktywności źródeł OZE nie będą aż tak dużym wyzwaniem eksploatacyjnym. Dużo większy kłopot będzie stanowiła nadprodukcja energii elektrycznej przez OZE w okresach braku zapotrzebowania. W miesiącach wiosenno-letnich, w wyniku produkcji przez farmy PV zmniejsza się zapotrzebowanie do pokrycia przez źródła sterowalne. W skrajnych przypadkach dochodzi nawet do sytuacji, gdzie obciążenie minimalne w systemie, w okresie maksymalnej produkcji przez źródła odnawialne, jest mniejsze od obciążenia minimalnego w czasie tzw. doliny nocnej (Raport KSE 2023). W takim przypadku niektóre bloki węglowe zmniejszają swoją moc do minimum technicznego, po to aby umożliwić odbiór energii elektrycznej produkowanej przez jednostki OZE. Dynamika pracy elektrowni węglowej stanowi główny problem do rozwiązania, ponieważ zmiany obciążenia elektrowni węglowych muszą nadążać za zmianami generacji energii z OZE.

Aby praca systemu elektroenergetycznego mogła zostać utrzymana, operator potrzebuje około 8–9 GW mocy w jednostkach w pełni sterowalnych. Trzeba mieć na uwadze fakt, że dynamika wzrostu odnawialnych źródeł energii nie zastąpi konieczności utrzymania rezerwy mocy, którą w perspektywie 15–20 lat, do czasu uruchomienia elektrowni jądrowych, mogą zapewnić wyłącznie konwencjonalne źródła (Innowacyjna... 2024).

Należy zatem poszukiwać rozwiązań które będą charakteryzowały się ekonomiczną opłacalnością dalszej eksploatacji bloków węglowych, o ile ich modernizacja spełni dwa warunki tzn. pozwoli na utrzymanie jak największej ilości mas wirujących dysponowanych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym oraz zapewni rozszerzoną regulacyjność mocy, w sytuacji reagowania na spadki i wzrosty generacji energii elektrycznej z OZE.

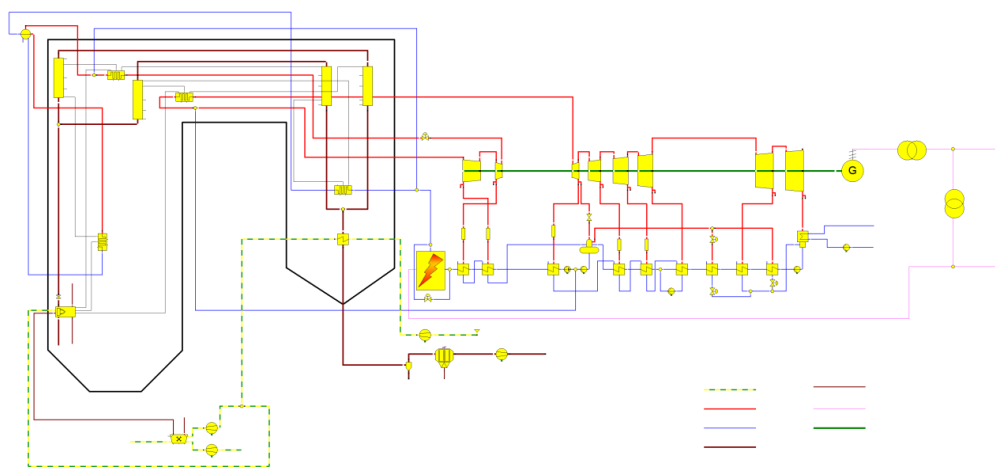
Jedną z propozycji poprawy elastyczności bloków parowo-węglowych jest propozycja firmy Energotherm, która polega na poprawie elastyczności bloków węglowych poprzez zastosowanie tzw. elektrycznego podgrzewu wody zasilającej (EPW) z wykorzystaniem kotła elektrodowego (Polski i in. 2023).

W artykule przedstawiono rozszerzenie pierwotnej koncepcji poprawy elastyczności bloków węglowych, według której oprócz zastosowania EPW zaproponowano nadbudowę kotłów pyłowych turbiną gazową. Przeanalizowano także możliwość wykorzystania kotłów elektrodowych do podgrzewania wody sieciowej w celu poprawy elastyczności pracy elektrociepłowni parowych z turbiną przeciwprężną.

1. Blok elektrowni parowej z elektrycznym podgrzewaczem wody

Pierwszą z proponowanych modyfikacji mających na celu poprawę elastyczności bloków węglowych było zainstalowanie elektrycznego podgrzewacza wody zasilającej kocioł. Schemat bloku z EPW zamieszczono na rysunku 1.

Powyższe rozwiązanie pozwala oddawać do systemu elektroenergetycznego moc mniejszą niż wynika to z minimum technicznego kotła. Może pozwolić to na ograniczenie liczby odstawień bloku ze względu na wysoką generację źródeł OZE w systemie elektroenergetycznym. Układ elektrycznego podgrzewacza wody stanowi kocioł elektrodowy z niezależnym obiegiem wody. Dzięki takiemu rozwiązaniu ingerencja w istniejący układ



Rys. 1. Schemat modelu bloku elektrowni węglowej klasy 200+ z elektrycznym podgrzewaczem wody zasilającej

Fig. 1. Model diagram of a class 200+ coal-fired power plant unit with an electric feedwater heater

cieplny elektrowni jest niewielka. Skutkuje to niskimi kosztami inwestycyjnymi takiej modernizacji (Polski i in. 2024). Ponadto nie jest konieczny długi przestój remontowy bloku, jako że większa część układu EPW może być instalowana w trakcie normalnej pracy bloku. Proponowana modyfikacja jest skalowalna i możliwa do przeprojektowania do bloków elektrowni i elektrociepłowni różnych mocy. Charakterystykę eksploatacyjną bloku przedstawiono na rysunku 2.

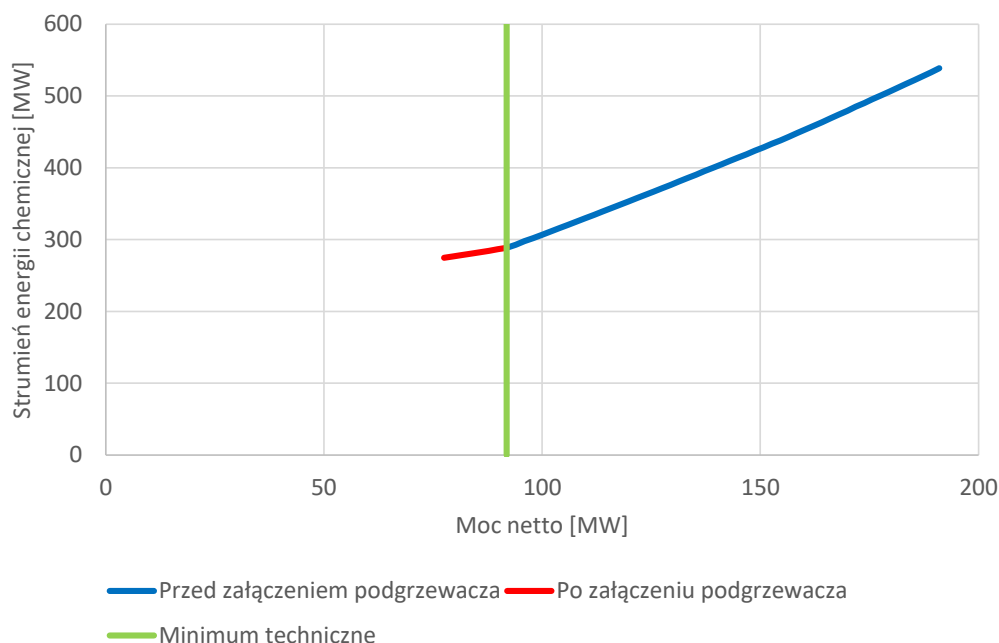
Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych stwierdzono, że blok może oddawać do sieci elektroenergetycznej moc o 14 MW mniejszą niż wynika to z minimum technicznego. Szczegółowe analizy techniczno-energetyczne przedstawiono w pracy (Polski i in. 2023).

2. Blok elektrowni parowej z nadbudowaną turbiną gazową i EPW

Kolejną proponowaną modyfikacją, która ma na celu zwiększenie elastyczności pracy oraz poprawę warunków środowiskowych, jest nadbudowa kotłów parowych turbinami gazowymi (modernizacja do bloków dwupaliwowych).

Spaliny z turbiny gazowej (o wysokiej temperaturze i entalpii) zawierające znaczną ilość tlenu kierowane są do komory paleniskowej kotła (Chmielniak 2021). W efekcie spaliny zastępują częściowo dostarczane powietrze, przy czym charakteryzują się wyższą wartością temperatury, co wpływa na poprawę bilansu energetycznego kotła.

Ponadto, wysoka temperatura spalin powoduje, że reakcje utleniania pierwiastkowego węgla oraz CO mogą zachodzić w obszarach komory spalania, w których mieszanka palna jest zbyt uboga. Badania symulacyjne przeprowadzano w środowisku Ebsilon®Professional dla kilku przykładowych mocy turbin gazowych (20, 50, 100 MW) zasilanych gazem ziem-



Rys. 2. Charakterystyka eksploatacyjna bloku parowego

Fig. 2. Operational characteristics of the steam unit

nym. Sprawność turbin gazowych wynosiła 37,2%, a sprawność bloku parowego 35,4%. Schemat zamodelowanego bloku dwupaliwowego przedstawiono na rysunku 3.

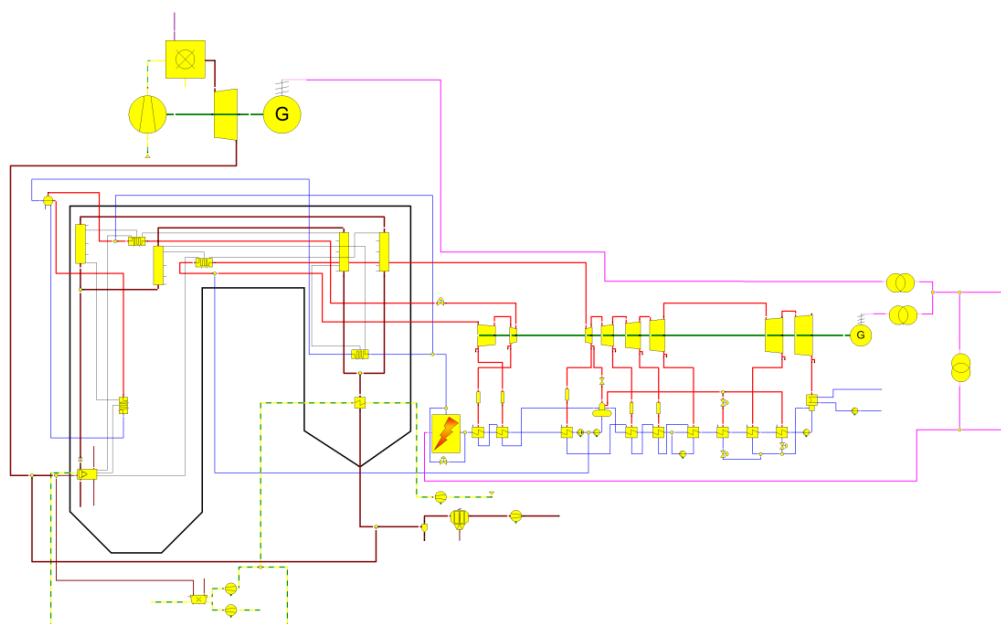
Ze względu na wykorzystanie spalin w kotle, zwiększona została sprawność układu. Przy zastosowaniu turbiny gazowej o mocy 100 MW sprawność elektrowni wynosi 39%, czyli więcej niż osiągnie każda z technologii osobno. Wraz ze wzrostem sprawności (1) zmniejsza się jednostkowy wskaźnik emisji CO₂ (2) układu.

$$\eta = \frac{N_{elP} + N_{elG} - N_{PW}}{\dot{m}_{wk} \cdot Q_w^{wk} + \dot{V}_g \cdot Q_w^g} \quad (1)$$

$$e_{CO2} = \frac{c_{CO2}^{sp} \cdot \dot{m}_{sp}}{N_{elP} + N_{elG} - N_{PW}} \quad (2)$$

gdzie:

- η – sprawność elektrowni [–],
- N_{elP} – moc elektryczna na generatorze części parowej [MW],
- N_{elG} – moc elektryczna na generatorze części gazowej [MW],



Rys. 3. Schemat modelu bloku elektrowni węglowej klasy 200+ z elektrycznym podgrzewaczem wody zasilającej oraz nadbudowaną turbiną gazową

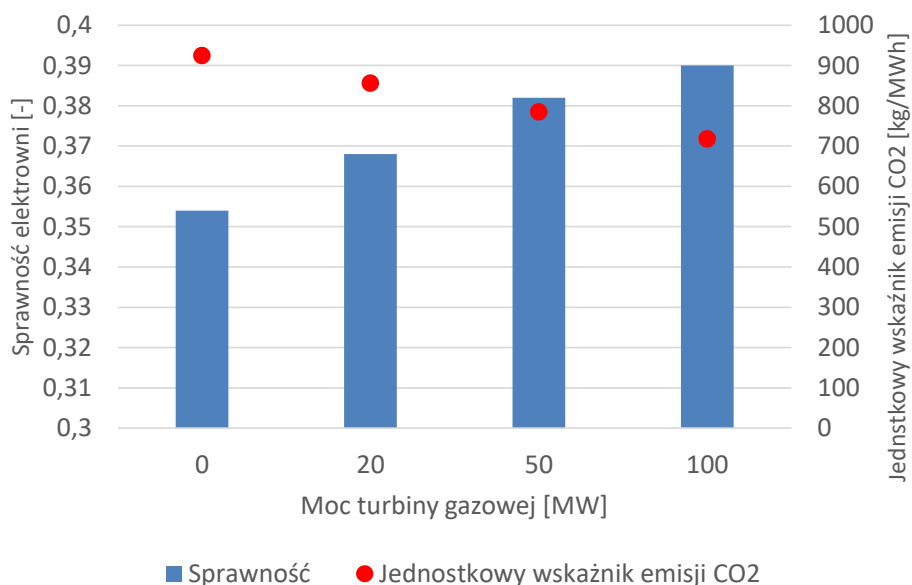
Fig. 3. Model diagram of a class 200+ coal-fired power plant block with an electric feedwater heater and a gas turbine

- N_{PW} – moc elektryczna urządzeń potrzeb własnych [MW],
- $\dot{m}_{wk}$ – strumień masowy węgla kamiennego [kg/s],
- Q_w^{wk} – wartość opałowa węgla kamiennego [MJ/kg],
- V_g – strumień objętościowy paliwa gazowego [Nm³/s],
- Q_w^g – wartość opałowa paliwa gazowego [MJ/Nm³],
- $c_{CO_2}^{sp}$ – zawartość CO₂ w spalinach [–],
- $\dot{m}_{sp}$ – strumień masowy spalin [kg/h].

Wyniki badań symulacyjnych przedstawiono na rysunku 4.

Rozbudowa bloku klasy 200 MW o turbinę gazową o mocy 100 MW pozwoli na zmniejszenie wskaźnika emisji CO₂ o około 200 kg/MWh. Dalsze obniżanie wartości wskaźnika emisji można by uzyskać przez uwodornianie paliwa gazowego, co jest zbliżne z rozwojem energetyki wodorowej. Wodór przeznaczony do dopalania w turbinach gazowych nie musi być najwyższej czystości (Zespół ds. Rozwoju 2022).

Dodatkowo, poza zwiększeniem sprawności całkowitej, taka modyfikacja skutkować będzie zwiększeniem elastyczności pracy układu. Poprzez dodanie turbiny gazowej do układu technologicznego zwiększy się moc znamionowa całej elektrowni. W trakcie okresów z niewielkim zapotrzebowaniem lub wysoką generacją z OZE, turbina gazowa jako źródło



Rys. 4. Sprawność elektrowni i jednostkowy wskaźnik emisji bloku dwupaliwowego

Fig. 4. Power plant efficiency and specific emission factor of a dual-fuel unit

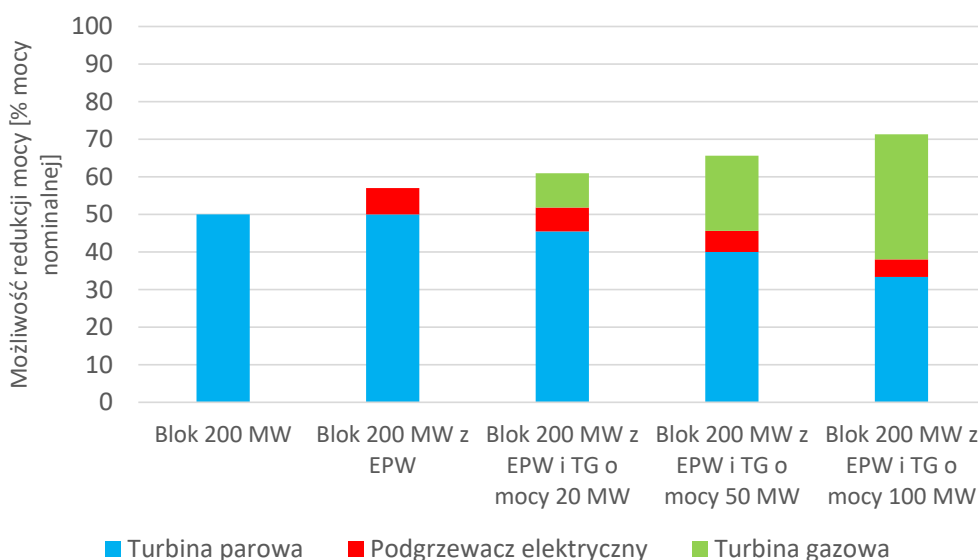
o krótkim czasie rozruchu może zostać odstawiona, a część parowa może pracować, spalając tylko węgiel. Przy zastosowaniu EPW możliwa jest redukcja mocy znamionowej elektrowni dwupaliwowej o ponad 70% bez odstawiania części parowej. Możliwości redukcji mocy zostały przedstawione na rysunku 5.

Dodatkową zaletą, w porównaniu do bloków gazowo-parowych z kotłem odzysknicowym, jest możliwość stosowania obu paliw. W przypadku braku dostaw gazu jednostka będzie mogła pracować na paliwie węglowym.

3. Blok elektrociepłowni parowej z elektrycznym podgrzewaczem wody sieciowej

Ostatnią z proponowanych modyfikacji jest rozbudowa bloków elektrociepłowni z turbiną przeciwprężną o układ z kotłem elektrodowym przeznaczonym do podgrzewania wody sieciowej. Schemat modelu układu zmodyfikowanego przedstawiono na rysunku 6. Kocioł elektrodowy jest urządzeniem elektrotermicznym służącym do zwiększania entalpii czynnika roboczego w procesie konwersji z energii elektrycznej.

Moce znamionowe obecnie dostępnych na rynku kotłów elektrodowych mieszczą się w zakresie od 2 do 60 MW, pracują one na napięciu znamionowym od 4 do 25 kV. Istotnym elementem pracy kotłów elektrodowych jest możliwość regulacji ich mocy w zakresie od 10 do 100% mocy znamionowej oraz szybki czas rozruchu. Właśnie ta ostatnia cecha, czyli



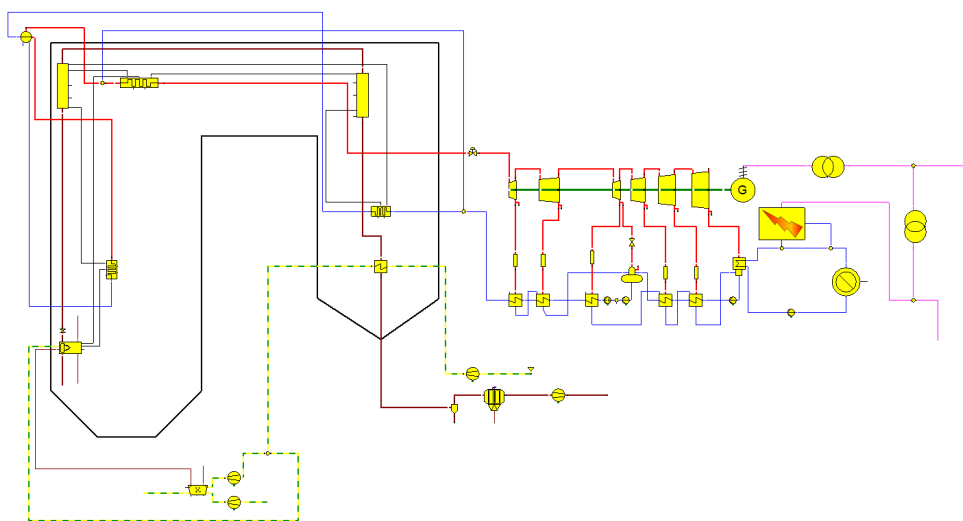
Rys. 5. Możliwości redukcji mocy znamionowej

Fig. 5. Possibility of reducing the rated power

względni krótki czas rozruchu ze stanu zimnego sprawia, że kotły elektrodowe są rozważane jako jeden ze sposobów na zbilansowanie nadwyżek energii elektrycznej w sieci w okresach dużej produkcji energii elektrycznej przez odnawialne źródła energii.

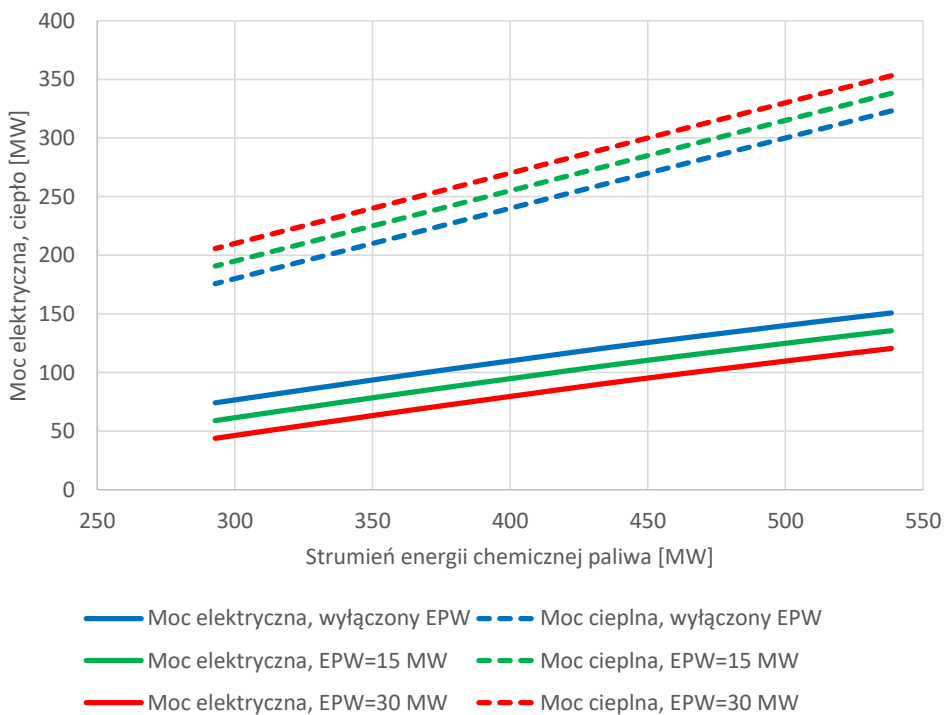
Kocioł elektrodowy to sprawdzona i stosunkowo niedroga technologia, którą można wykorzystać do znacznego zmniejszenia emisji CO_2 i NO_x . W połączeniu z kotłem gazowym lub jednostką kogeneracyjną można również zaoszczędzić na kosztach przygotowania wody sieci ciepłowniczej. Można zaplanować harmonogram jego pracy, aby załączał się w czasie, kiedy ceny energii elektrycznej są najniższe. Ponadto kocioł elektrodowy może służyć jako szczytowe źródło ciepła, może być podłączony w dowolnym miejscu w system ciepłowniczy lub stanowić źródło zasilania magazynu ciepła.

Proponowana modernizacja układu technologicznego elektrociepłowni z turbiną parową przeciwnieprężną pozwala na częściowe uniezależnianie produkcji energii elektrycznej od zapotrzebowania na ciepło. W przypadku, gdy produkcja z OZE jest wysoka, możliwe jest obniżenie generacji energii elektrycznej z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego, przy utrzymaniu stałej generacji ciepła dla odbiorców. Daje to możliwość świadczenia usług regulacyjnych również przez takie elektrociepłownie. W przypadku ujemnych cen za energię elektryczną, możliwa jest minimalizacja ewentualnych strat finansowych. Możliwa jest również zmiana wskaźnika skojarzenia przy utrzymaniu stałego strumienia energii chemicznej paliwa. Idea stojąca za tą propozycją zaprezentowana została na rysunku 7.



Rys. 6. Schemat modelu bloku elektrociepłowni węglowej z elektrycznym podgrzewaczem wody sieciowej

Fig. 6. Model diagram of a coal-fired heat and power plant block with an electric water heater



Rys. 7. Zasada działania elektrociepłowni z turbiną przeciwprężną po dodaniu EPW

Fig. 7. Principle of operation of a combined heat and power plant with a back-pressure turbine after adding EPW

Podsumowanie

Stochastyczna produkcja energii z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych stworzyła zapotrzebowanie na szybką regulację częstotliwości w sieciach elektroenergetycznych. Odpowiednio dobrany układ elektrycznego podgrzewania wody z wykorzystaniem kotła elektrodowego może skutecznie ograniczać zakłócenia w systemie elektroenergetycznym i przyczynić się do zwiększenia zdolności regulacyjnych jednostki wytwórczej. Ponadto konwersja energii elektrycznej na ciepło umożliwia gromadzenie energii odnawialnej w okresach tzw. nadprodukcji. Dzięki temu odnawialne źródła energii mogą pracować w sposób ciągły, a zielona energia może częściowo zastąpić paliwa kopalne.

Literatura

- Chmielniak, T. 2021 – *Technologie energetyczne*. Warszawa: Wydawnictwo PWN.
- Innowacyjna koncepcja poprawy elastyczności węglowych bloków energetycznych 2024. [Online] <https://serwisy.gazetaprawna.pl/forumbiznesu/innowacje/artykuly/9597011,innowacyjna-koncepcja-poprawy-elastycznosci-weglowych-blokow-energetycznych.html> [Dostęp: 14.12.2024].
- Kotły elektrodowe... 2021. [Online] <https://www.wnp.pl/budownictwo/kotly-elektrodowe-oddane-do-uzytku-erbud-ukonczyl-pionierski-projekt,515426.html> [Dostęp: 14.12.2024].
- Polski i in. 2023 – Polski, C., Polski, T., Roman, J., Wróblewski, R., Bartoszewicz, J. i Ceran, B. 2023 – Koncepcja poprawy elastyczności układów energetycznych. [W:] Zajczyk, R. *Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych*, Gdańsk, s. 85–92.
- Polski i in. 2024 – Polski C., Polski T., Roman J., Wróblewski R., Bartoszewicz J. i Ceran B. 2024. Koncepcja poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej – wyniki analizy ekonomicznej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(112), Kraków, s. 31–39.
- PGE uruchamia pierwsze w Polsce kotły elektrodowe 2021. [Online] <https://pgeenergiaciepla.pl/aktualnosci/pge-uruchamia-pierwsze-w-polsce-kotly-elektrodowe-w-gdansk-rozpoczyna-sie-elektryfikacja-cieplownictwa> [Dostęp: 14.12.2024].
- Raport KSE 2023. [Online] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023> [Dostęp: 14.12.2024].
- Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki – Raport zespołu nr 4 Gospodarka Wodowa, Warszawa 2022. [Online] <https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf> [Dostęp: 14.12.2024].

Możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody w układach technologicznych elektrowni i elektrociepłowni

Słowa kluczowe: elastyczność elektrowni, podgrzewacz elektryczny, elektrownia parowa, elektrociepłownia parowa

Streszczenie: W pracy przedstawiono wyniki analiz nad możliwościami zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody do poprawy elastyczności pracy jednostek wytwórczych. Rozważono dwa scenariusze modernizacji odpowiednio bloków jednostek elektrowniowych oraz jednostek kogeneracyjnych.

W pierwszym scenariuszu analizie poddano możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody zasilającej w blokach parowych w celu poprawy ich regulacyjności w systemie elektroenergetycznym. Porównano możliwość poprawy regulacyjności bloku 200 MW z blokami o wyższych wartościach mocy znamionowej. Następnie przeanalizowano możliwości zmniejszenia wskaźnika emisji CO₂ poprzez nadbudowanie bloku parowego o mocy 200 MW turbiną gazową.

W wariancie drugim przeprowadzono analizę możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody sieciowej w układzie elektrociepłowni z turbiną parową przeciwpięzną w celu zbadania możliwości produkcji ciepła w okresach niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych otrzymano wyniki niezbędne do prowadzenia analiz ekonomicznych poszczególnych rozwiązań w celu określenia opłacalności zrealizowania modernizacji jednostek wytwórczych i kogeneracyjnych według zaproponowanych koncepcji.

Possibilities of using an electric water heater in the technological systems of power plants and combined heat and power plants

Keywords: power plant flexibility, electric heater, steam power plant, steam cogeneration plant

Abstract: The paper presents the results of analyses of the possibilities of using an electric water heater to improve the flexibility of power plants. Two scenarios of modernization of power and cogeneration plants were considered, respectively.

In the first scenario, the possibilities of using an electric feed water heater in steam power plants were analyzed to improve their flexibility in the power system. The possibilities of enhancing the controllability of a 200 MW unit were compared with units with higher nominal power. Then, the possibilities of reducing the CO₂ emission factor were analyzed by adding a gas turbine to the 200 MW steam unit.

In the second variant, an analysis of the possibilities of using an electric network water heater in a combined heat and power plant system with a back-pressure steam turbine was carried out to examine the possibilities of heat production in periods of low electricity demand.

Based on the simulation studies, the results necessary for conducting economic analyses of individual solutions were obtained to determine the profitability of modernization of generating and cogeneration units according to the proposed concepts.

Jan A. STEFANOWICZ¹

Niezbędne regulacje dla magazynowania wodoru w kawernach solnych

Wprowadzenie

Celem przeprowadzanej analizy jest ustalenie, czy i jakie zmiany lub nowe regulacje są niezbędne dla umożliwiania realizacji projektów budowy kawern w złożach soli dla wielkoskalowego magazynowania wodoru.

Niniejsze opracowanie z przyczyn obiektywnych obejmuje na początku odrębności cech parametrów wodoru, co może uzasadniać wprowadzenie wielu odrębnych lub zmienionych regulacji. W części pierwszej znajduje się omówienie i krótka, podstawowa prezentacja wodoru i jego przeznaczeń jako surowca, paliwa czy magazynowania energii, który ma być składowany w kawernach solnych. Dlatego też, mówiąc o kawernach, powinniśmy przewidywać, że będą to kawerny wielokomorowe. Wodór jako nośnik energii (a kawerna jako magazyn energii) to co innego niż wodór jako paliwo lub surowiec do ogniw paliwowych lub przemysłu chemicznego przeznaczenia. Dodatkowy aspekt to z jednej strony znaczna już ilość publikacji naukowych, jak i często wprowadzającej w błąd publicystyki, a z drugiej posługiwanie się terminami (czy raczej pojęciami) różnie definiowanymi, bądź w znaczeniu intuicyjnego odbioru, jako desygnatu z innej dyscypliny nauki.

Dopiero w dalszej części, biorąc pod uwagę uwarunkowania z pierwszej, przedstawiono konkretne uwarunkowania, wnioski i rekomendacje, w kontekście przedstawionych wcześniej szczególnych cech, odmienności wodoru, jako przedmiotu magazynowania lub formy i obrotu.

¹ Kancelaria Juris; e-mail: Jan.stefanowicz@juris.pl

1. Wodór jako nośnik energii, surowiec i paliwo

Wodór nadaje się do stosowania jako surowiec, paliwo lub nośnik czy magazyn energii. Współcześnie częściowo, a w 2050 r. według założeń Komisji UE w zasadzie całkowicie, wodór może zastąpić gaz ziemny w przemyśle chemicznym, metalurgicznym i transporcie, a w dalszej przyszłości w sektorze lotniczym oraz morskim (Tarkowski 2021).

Wodór ma przyczyniać się m.in. do zwiększenia stabilności sieci energetycznych, zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE), poprawy efektywności systemów energetycznych, ochrony kopalnych źródeł energii, zmniejszenia wpływu produkcji energii na środowisko (Tarkowski 2017).

Pomimo tych pozytywnych ocen, aktualnie widać już wstrzeźliwość i np. wycofywanie się z produkcji wodoru jako paliwa w transporcie (zerwanie umów przez Grupę Polenergia na dostawę i dystrybucję wodoru m.in. dla MPK w Rzeszowie).

Prawdopodobnie podziemne magazynowanie wodoru odegra jednak znaczącą rolę w przyszłych odnawialnych systemach energetycznych, zatem istnieje duże zapotrzebowanie na wyniki badań, prac badawczo-rozwojowych oraz z praktycznych doświadczeń operacyjnych. Dla przyszłych zastosowań konieczne jest przeprowadzenie komplementarnych projektów badawczych oraz demonstracyjnych dla oceny zagrożeń i opracowania map ryzyk, a co za tym idzie metodyki zarządzania ryzykami – także w tym zakresie konieczne będą regulacje.

Mamy zaledwie kilka przykładów wielkoskalowego geologicznego magazynowania wodoru. Dlatego też, jak wskazują autorzy (Panfilov 2016; Tarkowski 2017), w celu określenia wpływu (skomplikowanych i połączonych efektów magazynowania wodoru) na matrycę skalną, wody złożowe i inne rodzaje użytkowania górotworu, wymagany jest odpowiedni system monitoringu oraz rozpoznanie i zrozumienie licznych procesów geologicznych (Tarkowski 2017).

Zagrożeniem dla szczelności kawerny będą zawsze porowate przewarstwienia skał nie-solnych w obrębie serii solnej, a także przewarstwienia szybko rozpuszczalnych soli magnezowo-potasowych, które mogą stworzyć drogi migracji magazynowanego produktu poza złoża soli. Dlatego kawerny „magazynowe” trzeba lokować w strefach złoża spełniających odpowiednie warunki geologiczne (Kunstman i in. 2009). Wymaga to uwzględnienia w regulacjach (brzeźnych).

W realnej perspektywie kilkunastu lat magazynowanie nadwyżkowej energii elektrycznej w postaci wodoru dałoby następujące efekty ekologiczne (Kaliski i Sikora 2013):

- zmagazynowanie nadwyżek energii i jej późniejszy odzysk w sposób ekologiczny – bez dodatkowej emisji,
- zapewnienie bezpieczeństwa podziemnych magazynów energii, podobne jak istniejących podziemnych magazynów gazu, ropy i paliw.

Korzyści, według Kaliskiego i Sikory (2013) oraz Kunstmana i Urbańczyka (2013), to:

- efektywność magazynowania podziemnego, znacznie wyższa i proekologiczna w porównaniu z układami elektrowni wodnych szczytowo-pompowych,
- lepsze technicznie i ekonomicznie wykorzystanie okresowych nadwyżek mocy elektrowni i elektrociepłowni i związany z tym realny spadek emisji CO₂,

- prostsze włączanie w system energetyczny dużych farm wiatrowych i solarnych, ograniczenie potencjalnych problemów z dużym udziałem OZE w bilansie energetycznym kraju,
- ograniczenie spalania konwencjonalnych paliw kopalnych – wodór jest najczystszy nośnikiem energii,
- umożliwienie rozwoju ogniw paliwowych (wodór) w motoryzacji, spadek emisji spalin,
- możliwość utylizacji CO₂ poprzez wykorzystanie wodoru i CO₂ do produkcji metanu.

Najbardziej korzystne są złoża, w których czyste sole kamienne występują w postaci dużych, jednorodnych kompleksów skalnych. Brak ograniczeń przestrzennych w takich złożach pozwala na rozmieszczenie pożądanej liczby komór o wymaganej objętości i wydzielenie filarów bezpieczeństwa oraz granicznych (Kunstman i in. 2009). W tym zakresie wypracować trzeba będzie metodykę, jak i uwarunkowania „brzeżne” dla wodoru, odpowiednio jak dla złóż kopalin.

Wodór charakteryzuje się również znacznie większą przenikalnością. Molekuły wodoru mają zdolność dyfundowania przez materiały porowate, gumę, a w podwyższonych temperaturach nawet przez stal. W przypadku kontaktu wodoru ze skałami, problemem mogą okazać się reakcje mineralne, a wzrost ciśnienia (obecny na większych głębokościach) może powodować ich znaczne przyspieszenie (Tarkowski 2017). To są także uwarunkowania wymagające regulacji jako zagrożeń naturalnych.

Trzeba zaznaczyć, że w szeregu publikacji wskazywano też na aktywność mikrobiologiczną bakterii metanogennych w trakcie podziemnego magazynowania wodoru. Ebigbo i in. (2013) oraz Toleukhanov i in. (2015) podkreślali aktywne zachowanie się tych bakterii, zdolnych do wykorzystywania wodoru i dwutlenku węgla w przemianie materii (Tarkowski 2017). Powyższe również uzasadnia regulacje certyfikacji materiałów i urządzeń stosowanych w gospodarce wodorowej.

2. Historia badań i piśmiennictwa

Najwcześniej czysty wodór był magazynowany w trzech kawernach solnych w Teesside w Wielkiej Brytanii od 1972 r. oraz w dwóch w pobliżu US Gulf Coast w Teksasie od 1983 roku (Tarkowski 2017).

W USA funkcjonuje też specjalny rurociąg wodorowy o długości ponad 300 mil, łączący kawerny magazynujące wodór z jego producentami i użytkownikami. Pierwsza kawerna magazynująca wodór, wyprodukowana z nadwyżek energii elektrycznej, powstała w Niemczech na złożu solnym w Etzel (Kunstman i Urbańczyk 2013).

Poza Niemcami w Europie, w pięciu krajach: Francji, Polsce, Wielkiej Brytanii, Danii i Portugalii, istniało już w 2009 r. 8 KPMG (Kawernowe Podziemne Magazyny Gazu) ze 127 kawernami o łącznej pojemności roboczej 2369 mln Nm³ gazu i łącznej możliwości poboru do 100 mln Nm³/d gazu (Gillhaus 2008; Kunstman i in. 2009).

Imponujący jest zakres prowadzonych i projektowanych inwestycji KPMG w Niemczech – 7,2 mln Nm³ pojemności roboczej, to niemal podwojenie ówczesnej pojemności

w ciągu kilkunastu lat (Kunstman i in. 2009). Dodajmy, że brak jest danych, aby to zrealizowano.

Spółka LOTOS pracowała do 2016 r. nad technologią magazynowania energii w postaci wodoru. Jako lider konsorcjum realizował projekt badawczy HESTOR w ramach projektu NCBiR. Możliwości magazynowania wodoru w kawernach solnych w rejonie nadbałtyckim oraz wstępne informacje o polskich pracach dotyczących magazynowania wodoru w kawernach solnych (projekt HESTOR) przedstawił Chromik (2015, 2016), natomiast Urbańczyk (2016) scharakteryzował wybrane wyniki modelowania termodynamicznych procesów związanych z magazynowaniem wodoru w kawernach solnych, tak też Tarkowski (2017).

Zestawienie informacji o KPMG na terenie Europy i o przewidzianych inwestycjach zawiera strona internetowa organizacji *Gas Infrastructure Europe (Storage Investment Database)*. Wiele technicznych kwestii związanych z kawernami gazu ziemnego reguluje europejska norma (EN 1918-3, 1998), której polskim odpowiednikiem jest PN-EN 1918-3 (Kunstman i in. 2009). Natomiast dla wodoru, jak i mieszanek gazów, celowe byłoby wypracowanie właściwych norm dla wielkoskalowych kawern wielokomorowych, o komorach różnego przeznaczenia.

Typowane lokalizacje to: Monoklina przedsudecka, rejon Gubina, rejon Nowa Rola, rejon Nowa Sól, rejon Góra. Dla podziemnych magazynów wodoru w głębokich poziomach wodonośnych zaproponowano wybrane struktury geologiczne, wytypowane wcześniej do podziemnego składowania CO₂ na Niżu Polskim, w utworach kredy dolnej oraz jury dolnej (Tarkowski 2017).

Okolicznościami przyczyniającymi się do rozwoju magazynowania właśnie w kawernach solnych, zdaniem Kunstmana i in. (2009) są:

- specyficzne warunki hydrogeologiczne panujące w złożach solnych – szczelność złóż,
- korzystne właściwości geomechaniczne soli kamiennej, tj. zwięźłość, nieprzepuszczalność, plastyczność odkształceń,
- obojętność chemiczna soli względem większości magazynowanych substancji (Kunstman i in. 2009).

3. Uwarunkowania inwestycji, geologiczne, lokalizacyjne, wodne i prawne

Budowa kawern w utworach soli jest od strony ekonomicznej i ekologicznej powiązana z możliwością wykorzystania solanki. Struktury geologiczne, nie tylko złoża soli, muszą spełniać wymogi szczelności i stabilności. Powinny być też zlokalizowane w pobliżu potencjalnych miejsc wykorzystania wodoru (Kaliski i Sikora 2013).

Istotne są kryteria techniczne, środowiskowe, prawne, ekonomiczne itd. Ważna jest trwałość, szczelność techniczna instalacji, która obejmuje szczelność wykonanych otworów na złożu, urządzeń napowierzchniowych, w tym rurociągów transportujących gaz (Tarkowski 2017). Tak samo odpowiednią, certyfikowaną jakość muszą mieć materiały zastosowane do infrastruktury wodorowej.

Zwraca się także uwagę na to, że wprowadzenie do uregulowań prawnych dotyczących zagospodarowania przestrzennego terenu odpowiednich zapisów ułatwiłoby wydawanie koncesji na budowę kawern i podziemne magazynowanie gazów. Nieuwzględnienie w przepisach dotyczących obszarowych form ochrony przyrody innych sposobów zagospodarowania górotworu niż eksploatacja złóż mogłoby przeszkodzić w zakładaniu podziemnych magazynów m.in. w obszarach chronionych (Tarkowski i Uliasz-Misiak 2021).

Celem prowadzonych, koniecznych badań powinno być ustalanie m.in. tzw. gradientu mikroszczelinowania skał solnych w konkretnych lokalizacjach. Wskazuje się, iż ten gradient stanowić powinien podstawę do wyznaczania maksymalnego ciśnienia magazynowania gazu (Kunstman i in. 2009). To jeden z wymogów dla regulacji (brzeżne).

Jednakże zastosowanie wielkoskalowego magazynowania energii może wywoływać skutki uboczne w górotworze: wzrost ciśnienia, migrację płynów złożowych, zmiany geochemiczne oraz biologiczne, naprężenia geomechaniczne, czy też wyciek zatłoczonych płynów lub gazów do wyżej zalegających warstw wodonośnych (Tarkowski 2017). Powyższe uwarunkowania, jak i docelowo efektywność i bezpieczeństwo energetyczne, powinny skłaniać do wypracowania regulacji szczególnych warunków budowy i eksploatacji rekomendowanych dla wielkoskalowych magazynów wodoru w kawernach solnych.

Istotnymi czynnikami, które należy również uwzględnić, będzie bezpieczeństwo magazynowania oraz brak niepożądanych oddziaływań geochemicznych i mikrobiologicznych z płynami i matrycą skalną (Tarkowski i Uliasz-Misiak 2021).

Można ostrożnie sformułować pewne ogólne warunki techniczne budowy i eksploatacji podziemnego magazynu (Kunstman i in. 2009):

- dostępność złoża soli o dostatecznie rozpoznanych, korzystnych warunkach geologicznych i górniczych,
- dostępność wody do ługowania,
- możliwość zagospodarowania bądź zrzutu do górotworu solanki powstałej w trakcie ługowania kawern magazynowych,
- lokalizacja złoża soli umożliwiająca połączenie magazynu z odbiorcami lub siecią rurociągów po rozsądnych kosztach, dostępnością technologii oraz wyposażenia do budowy i eksploatacji magazynu kawernowego

Ważne jest rozpoznanie najpierw istotnych parametrów złoża soli, co wymaga szerokiego zakresu badań, pomiarów, testów, m.in. powierzchniowych pomiarów geofizycznych (od grawimetrii do sejsmiki 3D), odwiercenia otworów rozpoznawczych z profilowaniem geofizycznym i rdzeniowaniem skał solnych (z pobraniem próbek) oraz laboratoryjnych badań właściwości geomechanicznych, chemicznych, ługowniczych skał solnych (Kunstman i in. 2009). To jedna z podstaw dla rekomendowania regulacji zarządzania ryzykami w zakresie zagrożeń zarówno naturalnych, jak i antropogenicznych.

Zasadnicze znaczenie w procesie ługowania komór ma wewnętrzna budowa geologiczna złoża: skład mineralny, litologia oraz sposób wykształcania i ułożenia warstwy. Czynnikiem niekorzystnym są w szczególności (Kunstman i in. 2009):

- zanieczyszczenia soli kamienną nierozpuszczalnym materiałem skalnym (głównie anhydrytem i minerałami ilastymi), które hamują ługowanie (dopuszczalna zawartość części nierozpuszczalnych soli kamiennych stanowi co najwyżej 20% objętości),

- obecność w złożu warstw skał nierozpuszczalnych (anhydryty, łowce) – warstwy miąższości powyżej 1 m powodują poważne zakłócenia w prawidłowej pracy kawerny,
- obecność w złożu minerałów i skał łatwiej rozpuszczalnych od soli kamiennej (sole potasowo-magnezowe), przerosty, przewarstwienia oraz inne formy występowania soli potasowych powodują niekontrolowany rozrost komór, powstawanie „kieszeni” oraz możliwość przeługowania filarów międzykomorowych.

Rozpoznanie warunków geologicznych złoża pozwala na ocenę jego przydatności do budowy komór magazynowych. Ocena przydatności złoża i wybór miejsca na kawerny magazynowe z natury rzeczy odbywać się może etapami, w miarę zaawansowania geologicznych prac rozpoznawczych i badawczych – od prognoz dotyczących budowy geologicznej złoża, poprzez wybór lokalizacji wierceń rozpoznawczych w złożu, wykonanie wierceń wraz z badaniami geofizycznymi, aż po ocenę przydatności otworu i podjęciu decyzji o lokalizacji kawerny w osi otworu wiertniczego (Kunstman i in. 2009).

Uwzględniając przedstawione wcześniej uwarunkowania i uwagi oraz wnioski z omówionej literatury przedmiotu, trzeba stwierdzić, że praktycznie autorzy, naukowcy pominęli uwarunkowania prawne takiej inwestycji jak wielkoskalowe lokalizowanie w kawernach solnych magazynów wodoru. Tymczasem biorąc pod uwagę substancję magazynowaną oraz lokalizację i jej specyfikę, to uwarunkowania prawne są obecnie główną barierą dla budowy kawern w złożach soli. W uproszczeniu, obecnie taka inwestycja składałaby się z ośmiu etapów, wyodrębnianych według obecnie obowiązujących, nowych, przypisanych praw i obowiązków, a są to:

- wytypowanie lokalizacji na podstawie pozyskanych informacji geologicznych, reprocessingu i wstępnego rozpoznania uwarunkowań (mapa ryzyk), prawnych m.in. (mpzp lub plan ogólny) i środowiskowych,
- uzyskanie zgody i warunków dla sporządzenia projektu prac, robót geologicznych i wniosku dla rozpoznania złoża soli i górotworu oraz sporządzenia dokumentacji geologicznej,
- sporządzenie dokumentacji hydrogeologicznej, pzz: dla ruchu zakładu górniczego wydobycia soli (ługowania),
- wniosek i raport dla ocen uwarunkowań środowiskowych,
- wniosek koncesyjny, uzyskanie koncesji eksploatacyjnej – wydobycie sol,
- przygotowanie dokumentacji technicznej/budowlanej dla kawerny,
- przygotowanie planu ruchu zakładu górniczego, uzyskanie decyzji na okres budowy kawerny tak jak dla budowy w górotworze – budowa kawerny,
- wniosek o dopuszczenie do eksploatacji magazynu wodoru ze specyficznymi „pzz” i planem ruchu na czas eksploatacji magazynu wodoru.

Należy zauważyć, że sposób dokumentowania złóż solnych, zgodny z obecnymi przepisami prawa geologicznego i górniczego oraz innych aktów, jest jednoznacznie niewystarczający do projektowania i budowy podziemnych magazynów wodoru.

Głównym problemem jest tu możliwość wykonania przestrzeni magazynowej, a dla wytwarzania jej techniką ługowniczą istotne jest nie tyle, jaka jest zawartość procentowa NaCl w danym rodzaju soli kamiennej, ile raczej jakość, ilość i forma występowania za-

nieczyszczeń i przerostów płonnych w soli (Kunstman i in. 2009). Niezbędne są tu odrębne regulacje wymogów dla prac geologicznych, dokumentowania i brzeżnych dla złoża "wyrobiska".

Magazyny substancji gazowych wykorzystują ściśliwość gazu, a ich pojemność robocza to ilość gazu, jaka może być dotłoczona, gdy zwiększy się ciśnienie od minimalnego do maksymalnego. Dlatego wartość minimalnego i maksymalnego ciśnienia mają podstawowe znaczenie w takich magazynach (Kunstman i in. 2009).

4. Regulacje UE

Trzeba wskazać, że już w październiku 2002 r. zostały zlecone przez Komisję Europejską prace w ramach Grupy Wysokiego Szczebla dla Wodoru i Ogniw Paliwowych (*The High Level Group on Hydrogen and Fuel Cells* [HLG]). Zadaniem Grupy było przedyskutowanie strategiczne i uzyskanie europejskiego konsensusu dla wykorzystania wodoru jako nośnika energii – program HyNet (Kaliski i Sikora 2013).

Komisja UE w 2010 r. rozpoczęła pracę nad regulacjami dotyczącymi produkcji, magazynowania i obrotu wodorem. Pierwszym opracowanym w tym zakresie aktem jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.

W lipcu 2020 r. opublikowano komunikat – Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu (COM/2020/301). W strategii tej przyjęto, że wodór odnawialny (stanowiący priorytet w strategii do 2050 r.) i wodór niskoemisyjny (dopuszczony do stosowania w perspektywie krótko- i średnioterminowej), mogą przyczynić się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (Tarkowski 2021).

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE, mają na celu poprawę dostępu do rynku, jeśli chodzi o gazy odnawialne i niskoemisyjne oraz wodór. Dokonane zmiany i uzupełnienia mają zapewniać przyłączenie gazów odnawialnych, niskoemisyjnych oraz wodoru i dostęp do istniejącej sieci gazowej oraz mają umożliwiać zastosowanie zniżek w taryfach transgranicznych i taryfach za wprowadzenie tych gazów do sieci.

Nowe przepisy wprowadzają wspólne normy jakości gazu, jaki może przepływać między państwami członkowskimi, co ma zapobiec segmentacji rynku. Operatorzy systemów przesyłowych są zobowiązani do akceptowania gazu o zawartości do 2% wodoru, przy czym możliwe są również dobrowolne umowy dotyczące mieszanek o wyższej zawartości. Zmienione przepisy wprowadzają priorytet wykorzystania wodoru w jego najczystszej formie, co jest zgodne z unijną strategią w zakresie wodoru z lipca 2020 roku.

Zmiany określają proces uzgadniania regulacji wdrożeniowych, tj. znalezienie rozwiązań technicznych, określając w jasny sposób rolę przedsiębiorstw i organów regulacyjnych, w tym niewielkim zakresie wodoru.

Usprawnione zostały procedury planowania sieci, przy jednoczesnej koordynacji transgranicznej. Wszyscy operatorzy sieci przesyłowych wodoru będą musieli sporządzić dziesięcioletni plan rozwoju sieci i aktualizować go co dwa lata, po konsultacji z zainteresowanymi stronami. Każde państwo członkowskie ma wdrożyć jeden plan rozwoju sieci wodoru, bądź ewentualnie opracować wspólny plan dla gazu ziemnego i wodoru.

Niezależne stowarzyszenie UE składające się z operatorów sieci przesyłowych wodoru o nazwie ENNOH (*European Network of Network Operators for Hydrogen*, Europejska Sieć Operatorów Sieci Wodorowych), ma opracować standardowy unijny dziesięcioletni plan rozwoju sieci.

Reforma wprowadza również system certyfikacji wodoru oraz innych gazów niskoemisyjnych. System ten ma zapewnić kompatybilność certyfikacji gazów odnawialnych i wodoru przewidzianą w zmienionej Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.

Stosownie do przeprowadzanych zmian, wodór niskoemisyjny został zdefiniowany jako paliwo spełniające kryterium 70% ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z paliwami kopalnymi. Dokładna metodyka oceny emisji wodoru niskoemisyjnego jest opracowywana w drodze aktu delegowanego, co miało nastąpić do końca 2024 roku.

Obecnie (na dzień 6 grudnia 2024 r.), procedowane jest Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 poprzez określenie metodyki oceny oszczędności emisji gazów cieplarnianych dzięki paliwom niskoemisyjnym.

W ramach planu REPowerUE, Unia Europejska zobowiązała się do jak najszybszego wycofania z całego importu paliw kopalnych z Rosji. Przepisy te mają wyposażać właściwe organy państw członkowskich w instrumenty prawne umożliwiające rezygnację lub ograniczenia rezerwacji zdolności w odniesieniu do gazu rosyjskiego i białoruskiego, jeżeli miałyby to mieć lub ma wpływ na ich podstawowe interesy.

W ramach Europejskiego Banku Wodoru, pierwotny mechanizm pilotażowy UE ma umożliwiać gromadzenie i jednolite, spójne przetwarzanie danych z rynków krajów UE, ocenę zapotrzebowania ze strony odbiorców, zbieranie ofert od dostawców oraz zapewnienie dostępu do tej wiedzy uczestnikom rynku w krajach UE.

Istotne w zakresie wodoru regulacje UE to ponadto:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych;

- Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE.

5. Zakres niezbędnych regulacji

Jeżeliby przyjąć, iż regulacja dla budowy kawern w złożach soli dla wodoru nie będzie objęta szczególną ustawą, to wówczas zakresem koniecznych zmian merytorycznych byłoby objętych co najmniej 7 ustaw i teoretycznie aż 47 rozporządzeń oraz dwie normy PN. Jednak przynajmniej w zakresie rozporządzeń, jako szczególne regulacje wykonawcze, można zagregować istotną dla tego typu inwestycji i eksploatacji, przynajmniej część przepisów z rozporządzeń, prawa geologicznego i górniczego, przepisów ochrony środowiska oraz o ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko i ustawy prawo energetyczne.

Jak wynika z przedstawionych w pkt 3 procedur i dokumentów, w sumie jest to około 20 barier formalnoprawnych, a więc zachodzi konieczność wedle obecnego standardu i przepisów odpowiednio przygotowanie przez inwestora 20 dokumentów i uzyskanie 6 decyzji.

Według obecnych wymogów niezbędne byłyby m.in. dokumenty:

- analiza z efektów reprocessingu co najmniej kilku (np. dwóch) wybranych obszarów lokalizacji,
- wniosek o decyzję lokalizacyjną,
- projekt prac/robót geologicznych,
- wniosek o koncesję na rozpoznawanie,
- plan ruchu dla zakładu górniczego (robót geologicznych),
- dokumentacja geologiczna,
- wniosek o koncesję na wydobywanie soli (ługowanie),
- projekt zagospodarowania „złoża” (wydobycia, ługowania soli) oraz równoległe dokumentacja hydrogeologiczna/mapa ryzyk,
- plan ruchu dla zakładu ługowania,
- raport o oddziaływaniu na środowisko,

- wniosek o ocenę oddziaływania na środowisko i decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach,
- dokumentacja wyrobiska – zbiornik po ługowaniu zakładu,
- swoisty „pzz” – dokumentacja techniczna, budowa kawerny,
- plan ruchu zakładu na czas budowy kawerny,
- wniosek o dopuszczenie kawerny do eksploatacji,
- plan ruchu dla eksploatacji kawerny,
- odpowiednik dokumentacji mierniczo-geologicznej (gospodarowania zasobami),
- dokumentacja monitoringu kawerny.

Wstępnie szacowało się jeszcze w 2000–2001 r. (Kunstman i in. 2002), że koszty wykonania kawern magazynowych wodoru powinny być częścią kosztów budowy całego magazynu energii. Dla magazynów energii w postaci wodoru koszty kapitałowe będą wyraźnie większe z uwagi na dodatkowe koszty szczególnych materiałów i mniejsze rozmiary poszczególnych kawern, komór w kawernach, nawet bez uwzględnienia dodatkowych kosztów elektrolizerów i generatorów (Kaliski i Sikora 2013).

W przypadku uzupełniania jedynie dobowych niedoborów szczytowych, przewidywano zastosowanie kawern na sprężone powietrze, tzw. systemy CAES (*Compressed-Air Energy Storage*), natomiast do magazynowania sezonowego dużych ilości energii bardziej perspektywiczne mają być stosowane kawerny na wodór (Kaliski i Sikora 2013).

6. Koncesje, użytkowanie górnicze – wnioski

Biorąc pod uwagę, iż teoretycznie z obecnych przepisów wynikałoby, że dla jednej kawerny niezbędne będą procedury uzyskania przynajmniej 3–4 „koncesji” na podstawie trzech ustaw, to istnieje również potrzeba zagregowania rozstrzygnięć i ograniczenie się przynajmniej do dwóch koncesji. Jednej związanej z rozpoznawaniem/dokumentowaniem złoża soli oraz następnie przedłożenie odpowiednika pzz w miejsce wniosku o koncesję na wydobywanie/ługowanie soli, byłaby to jedna koncesja, druga koncesja na budowę kawerny/zbiornika na magazynowanie wodoru oraz po przedłożeniu projektu odpowiednika pzz i planu ruchu zbiornika na okres jego eksploatacji, objęcie tego zespołu czynności zakresem jednej koncesji na eksploatację kawerny/magazynowanie wodoru.

Podobnie jak z koncesjami, można odpowiednio odnieść powyższą konstatację i propozycję dokumentów do dwóch umów cywilnych na eksploatację górotworu, jedną umowę na okres korzystania z górotworu, zarówno w czasie prowadzenia robót geologicznych i dokumentowania, jak też następnie użytkowania poprzez ługowanie soli/jej wydobywanie i dostosowywanie kawerny. Natomiast druga umowa użytkowania (dzierżawy), już prawdopodobnie na eksploatację w formule prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie budowy kawerny/zbiornika, a następnie po oddaniu budowli do eksploatacji na okres czerpania korzyści na podstawie ewentualnej dzierżawy górniczej/dzierżawy dla eksploatacji w formule prowadzenia działalności gospodarczej magazynowania substancji/wodoru.

Budowa kawern na wodór w górotworze dotyka wielu zagadnień działalności gospodarczej z różnych dziedzin, co wymaga interdyscyplinarnego podejścia do zapewniania spójno-

ści i zupełności regulacji. Biorąc pod uwagę specyfikę warunków i skalę ryzyk i zmian, jak i nowe regulacje, muszą być one wyjątkowo komplementarne, wzajemnie i systemowo, co wymaga szczególnego trybu prac legislacyjnych, a wcześniej międzyresortowego uspołnienienia przesłanek i procesów oraz zakresów powstawania wzajemnie kompatybilności dokumentów i podejmowanych decyzji.

Słusznie wskazuje się również na możliwość wykorzystania tych samych struktur geologicznych (poziomów wodonośnych, złóż węglowodorów oraz kawern solnych) do magazynowania CH₄, H₂ i CO₂, co jednak może skutkować konfliktami interesów szczególnie w warunkach polskich. Konflikty te są związane z wykorzystaniem górotworu, planowaniem przestrzennym, ochroną przyrody, społeczną akceptacją (Tarkowski i Uliasz-Misiak 2021).

W zakresie barier prawnych kluczową rolę odgrywają kompetencje i obowiązki państwa, jego władz publicznych administracji rządowej i samorządowej w stosunkach publiczno-prawnych oraz Skarbu Państwa w stosunkach cywilno-prawnych. Z jednej strony podlegają one regulacjom konstytucyjnym i ustawowym dla podmiotów prywatnych, a z drugiej strony jego organy działają jako regulatorzy z pozycji publiczno-prawnej. To połączenie nie jest korzystne i skutkuje ograniczeniem praw Skarbu Państwa, w tym dysponowaniem prawem własności.

Organy państwa w zakresie takiej inwestycji, jak budowa magazynu wodoru w złożach soli (kawernach), muszą obecnie rozpoznawać kolejne wnioski koncesyjne w toku inwestycji i decydować o udzieleniu uprawnień dla działalności gospodarczej podmiotom cywilnym oraz określać warunki tych praw.

Rekomendacje

1. Ponad podziałami resortowymi, należy ustalić legislatora – organ, który skoordynuje i zapewni kompatybilność niezbędnych regulacji i zmian. Na początku niezbędny będzie jednomyślny wybór ścieżki legislacyjnej – nowa ustawa czy tylko zmiany istniejących ustaw i rozporządzeń.
2. Należy pilnie rozstrzygnąć zasadnicze kierunki i zasady (uprawnienia i obowiązki inwestorów) podejmowania przedsięwzięć inwestowania w wielkoskalowe magazyny wodoru w kawernach solnych.
3. Trzeba już na wstępie rozstrzygnąć, czy podstawową regulacją (*lex generalis*) dla przedsięwzięcia „wodorowego” KPMG będzie prawo geologiczne i górnicze, czy prawo energetyczne, czy oba, jedno do fazy oddania kawern do użytkowania, a drugie do gospodarki magazynowej w kawernach i dystrybucji.
4. Równolegle, w permanentnej kooperacji, odpowiedzieć na kluczowe pytania i dokonać rozstrzygnięć dla potrzeb spójności i przejrzystości regulacji:
 - czy i w jakim zakresie wprowadzać synergicznie regulacje i reglamentacje działalności magazynowania i dystrybuowania wodoru,
 - w jakim zakresie i według jakiego prawa regulować budowę wielkoskalowych magazynów (kawern) wodoru w złożach soli,

- ➔ ustalić przesłanki wyboru lokalizacji kawern jako obligatoryjne brzeżne lub fakultatywne warunki dla wielkoskalowego KPMG,
 - ➔ rozstrzygnąć, czy będzie wybór jednej koncesji, dwóch lub trzech, czy też część uprawnień i obowiązków przenieść do umów użytkowania/dzierżawy oraz wprowadzić jako dokumenty obejmujące metodyki na mocy uprawnienia do zatwierdzenia Głównego Geologa Kraju,
 - ➔ wprowadzić standard i metodykę ługowania soli w złożu dla budowy kawerny i zagospodarowania lub zrzutu solanki,
 - ➔ rozstrzygnąć, czy inwestorem może być tylko jeden przedsiębiorca podejmujący się całości przedsięwzięcia od rozpoznania lokalizacji po oddanie magazynu do eksploatacji, czy też może być to Konsorcjum otrzymujące dla swoich uczestników kolejne koncesje na kolejne etapy.
5. Należy wprowadzić, jako dokument regulacji, metodyki, do których wprowadzenia i zatwierdzenia (akceptacji) upoważniony byłby Główny Geolog Kraju, a do ich sporządzania służba geologiczna PIG-PIB, Nie tylko przy wodorze i magazynach (KPMG), ale i dla innych czynności w górotworze, jak i dla sporządzania PRG, dokumentacji i pzz, przejście na metodyki byłoby celowe.

Literatura

- Chromik, M. 2015 – Możliwości magazynowania energii elektrycznej w soli kamiennej w postaci wodoru w regionie nadbałtyckim. *Przegląd Solny* 11, s. 44–50, Kraków.
- Chromik, M. 2016 – Koncepcja magazynowania nadwyżek energii elektrycznej w postaci wodoru w kawernach w złożach soli w Polsce – wstępne informacje. *Przegląd Solny* 12, s. 11–18, Kraków.
- Ebigbo i in. 2013 – Ebigbo, A., Gollfer, F. i Quintard, M. 2013 – Acoupled, pore-scale model for methanogenic microbial activity in underground hydrogen storage. *Adv. Water Resour.*
- Gillhaus, A. 2008 – Natural gas storage in salt cavern in Europe – Present status, developments and future trends. *SMRI Technical Conference Papers, Spring 2007*.
- Kaliski, M. i Sikora, A. 2013 – Wodór a podziemne magazynowanie energii w strukturach solnych. *Przegląd Solny* 9, s. 26–32, Kraków.
- Kunstman i in. 2002 – Kunstman, A., Poborska-Młynarska, K. i Urbańczyk, K. 2002 – Zarys otworowego ługownictwa solnego – Aktualne kierunki rozwoju. *Uczelniane Wydawnictwo Naukowo-Dydaktyczne AGH*, Kraków.
- Kunstman i in. 2009 – Kunstman, A., Poborska-Młynarska, K. i Urbańczyk, K. 2009 – Geologiczne i górnicze aspekty budowy magazynowych kawern solnych. *Przegląd Geologiczny* 57(9), Warszawa.
- Kunstman, A. i Urbańczyk, K. 2013 – Podziemne magazynowanie energii: wodór w kawernach solnych – aspekty ekonomiczne. *Przegląd Solny* 9, Kraków.
- Panfilov, M. 2016 – Underground and pipeline hydrogen storage. Gupta R.B., Basile A. i Veziroglu T.N. (red.), *Compendium of hydrogen energy 2: Hydrogen Storage. Distribution and infrastructure*. Woodhead Publishing.
- Tarkowski, R. 2017 – Wybrane aspekty podziemnego magazynowania wodoru. *Przegląd Geologiczny* 65(5), s. 282–291, Warszawa.
- Tarkowski, R. 2021 – Wodór jako paliwo przyszłości. Wyzwania dla polskiej geologii. *Przegląd geologiczny* 69(4), s. 210–217, Warszawa.
- Tarkowski, R. i Uliasz-Misiak, B. 2021 – Use of underground space for the storage of selected gases (CH₄, H₂, and CO₂) – possible conflicts of interest. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(1), s. 141–160, DOI: 10.24425/gsm.2021.136290.
- Toleukhanov i in. 2015 – Toleukhanov, A., Panfilov, M. i Kaltayev, A. 2015 – Storage of hydrogenous gas mixture in geological formations: Self-organisation in presence of chemotaxis. *International Journal of Hydrogen Energy* 40(46), s. 15952–15962, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.10.033.

Urbańczyk, K. 2016 – Wybrane aspekty termodynamiczne magazynowania wodoru w kawernach solnych. *Przegląd Solny* 12, s. 92–97, Kraków.

Akty prawne

Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2024, poz. 54).

Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2024, poz. 1112).

Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. z 2024, poz. 1290).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE.

Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu (COM 2020/301).

Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009.

Niezbędne regulacje dla magazynowania wodoru w kawernach solnych

Słowa kluczowe: kawerna solna, magazyny energii, regulacje prawne, odnawialne źródła energii

Streszczenie: Autor przedstawia istniejące aktualnie uwarunkowania ze względu na substancję składowaną i bariery prawne w zakresie budowy i eksploatacji wielkoskalowych magazynów energii w kawernach solnych. Autor przedstawia, iż taka inwestycja składać na dziś się musi z 8 etapów, wyodrębnianych według przepisanych praw i obowiązków. Są to:

- Wytypowanie lokalizacji na podstawie pozyskanych informacji geologicznych, reprocessingu i wstępnego rozpoznania uwarunkowań (mapa ryzyk), prawnych (mpzp lub plan ogólny) i środowiskowych.
- Uzyskanie zgody i warunków dla sporządzenia projektu robót geologicznych i wniosku dla rozpoznania złoża soli i w otoczeniu górotworu oraz sporządzenia dokumentacji geologicznej.
- Sporządzenie pzz dla ruchu zakładu górniczego wydobycia soli (ługowania) – dokumentacja hydrogeologiczna;
- Wniosek i raport dla ocen uwarunkowań środowiskowych.
- Wniosek koncesyjny, uzyskanie koncesji eksploatacyjnej – wydobycie soli.
- Przygotowanie dokumentacji technicznej/budowlanej dla kawerny.
- Przygotowanie planu ruchu zakładu górniczego, uzyskanie decyzji na okres budowy kawerny tak jak dla budowy w górotworze – budowa kawerny.
- Wniosek o dopuszczenie do eksploatacji magazynu wodoru z „pzz” i planem ruchu na czas eksploatacji.

Autor ocenia, iż biorąc pod uwagę, że teoretycznie z obowiązujących procedur wynikałoby, że niezbędne jest uzyskanie przynajmniej 3–4 „koncesji” na podstawie trzech ustaw, to istnieje możliwość również zagregowania rozstrzygnięć i ograniczenia się do dwóch koncesji. Jednej związanej z rozpoznawaniem/dokumentowaniem złoża soli oraz następnie, po przedłożeniu i zatwierdzeniu odpowiednika „pzz” i planu ruchu następuje przystąpienie do ługowania soli. To byłaby pierwsza koncesja. Druga koncesja byłaby na budowę kawerny/zbiornika na magazynowanie wodoru oraz po przedłożeniu projektu odpowiednika pzz” i planu ruchu magazynu na okres jego eksploatacji.

Autor zauważa też, iż budowa kawern jako magazynów na wódor w górotworze dotyka wielu zagadnień z różnych dziedzin, co wymaga interdyscyplinarnego podejścia do zapewnienia spójności i zupełności regulacji. Zdaniem Autora, biorąc pod uwagę wielość i skalę ryzyk, regulacje muszą być wyjątkowo wzajemnie i systemowo komplementarne, co wymaga szczególnego zakresu i trybu prac legislacyjnych, a wcześniej uspołnienia przesłanek i sposobu powstawania dokumentów i podejmowania co do nich decyzji.

Autor wskazuje, iż już w październiku 2002 r. zostały zlecone przez Komisję Europejską prace w ramach Grupy Wysokiego Szczebla dla Wodoru i Ogniw Paliwowych (*the High Level Group on Hydrogen and Fuel Cells* [HLG]). Zadaniem było przedyskutowanie strategiczne i uzyskanie europejskiego konsensusu dla wykorzystania wodoru jako nośnika energii – program HyNet.

W literaturze przedmiotu wyrażonych jest wiele opinii dotyczących zarówno zagrożeń, jak i pozytywnych tej formy magazynowania wodoru. Jak wstępnie szacowano w 2002 r., koszt inwestycyjny wykonania kawern magazynowych wodoru, czy sprężonego powietrza powinien być częścią kosztów budowy całego magazynu energii. Według M. Kaliskiego i A. Sikory, kawerny solne, podobne do magazynujących gaz ziemny, po odpowiednim zaprojektowaniu, mogą zostać wybudowane dla wodoru, w tej formie magazynując nadwyżki energii, w układzie pionowym, jak również kawern soczewkowych, potencjalnie korzystniejszych w złożach o niewielkiej miąższości. Obecnie stosowane technologie pozwalają na budowę instalacji produkujących od 5 tysięcy m³ do 150 tysięcy m³ wodoru na godzinę (od 40 000 m³ do 1,2 mld m³ rocznie – np. wybudowana przez Air Liquide wytwórnia wodoru, także częściowo dla rafinerii w Rotterdamie, ma zdolność produkcji 130 tys. m³/h, a koszt inwestycji to ok. 160 milionów euro).

Necessary regulations for hydrogen storage in salt caverns

Keywords: salt cavern, energy storage, legal regulations, renewable energy sources

Abstract: The author presents the current conditions for the construction and use of large-scale energy storage in salt caverns, depending on the stored substance and on the legal barriers that exist. The author states that today such an investment consists of 8 stages, distinguished based on the existing regulations. These are:

- Selecting the location, based on the obtained geological information, reprocessing and preliminary identification of existing conditions (risk map), as well as legal (local or general spatial plan) and environmental constraints;
- Obtaining consent and conditions for drafting geological works plan and application for the exploration of the salt deposit and the surrounding rock mass, as well as for preparing geological documentation;
- Preparing the deposit development plan for the salt mining plant (leaching) – hydrogeological documentation;
- Filing an application and report for environmental condition assessments;
- Filing a concession application, obtaining an exploitation concession – salt mining;
- Preparing technical/construction documentation for the cavern;
- Preparing the mining plant operation plan, obtaining a decision for the cavern construction period, same as for a structure in the rock mass – construction of the cavern;
- Filing an application for allowing the operation of hydrogen storage, including the deposit development plan and mining operation plan – for the duration of exploitation.

The author points out that even though, theoretically, the current procedures would require obtaining at least 3–4 “concessions” under three acts, it would also be possible to aggregate decisions and obtain two concessions. One would be a concession for exploring/documenting the salt deposit. Once such a concession is obtained and the equivalent of deposit development plan and the mining operation plan are submitted, one could proceed to salt leaching. This would be covered by the first concession. The second one would be a concession for the construction of the cavern/tank for hydrogen storage, and after the draft of the equivalent of deposit development plan and the mining operation plan of the storage are submitted, this concession would also cover the duration of the storage exploitation.

The author also notes that the construction of caverns as hydrogen storage in the rock mass raises many issues touching upon various areas, which requires an interdisciplinary approach to ensure that regulations are consistent and complete. According to the author, given the multitude and scale of risks, regulations must be exceptionally complementary, both mutually and systemically, which requires a special range and procedure for legislative work. Moreover, the premises for and the manner of drafting documents, as well making decisions regarding them should be aligned in advance.

The author points out that already in October 2002, the European Commission commissioned some work to the High Level Group on Hydrogen and Fuel Cells (HLG). Its task was to discuss the strategic direction and achieve a European consensus for the use of hydrogen as an energy carrier – the HyNet project.

In the literature on the subject, a plethora of different opinions are expressed, both on the threats and the positives of this form of hydrogen storage. As initially estimated in 2002, the cost of constructing hydrogen or compressed air storage caverns should be included in the costs of constructing the entire energy storage facility. According to M. Kaliski and A. Sikora, salt caverns, like those for natural gas storage, when properly designed, can be built for hydrogen and in this form can be used for storing energy surpluses, in a vertical arrangement, as well as lens-shaped caverns, potentially more advantageous in deposits of small thickness.

Currently used technologies allow for the construction of installations producing from 5,000 m³ to 150,000 m³ of hydrogen per hour (from 40,000 m³ to 1.2 billion m³ per year – e.g. the hydrogen production plant built by Air Liquide, also partially for a Rotterdam refinery, has a production capacity of 130,000 m³/h, the investment cost is about 160 million Euros).

Zbigniew GRUDZIŃSKI¹

Rynek węgla energetycznego – stan obecny i perspektywy

Wprowadzenie

W 2023 r. produkcja węgla była historycznie rekordowa i wyniosła 9,1 mld ton. Wzrost produkcji wyniósł 3,1% w stosunku do wyników w poprzednim roku. Od 2010 r. produkcja zwiększyła się o 1,63 mld ton, tj. o 21,8% (Energy Institute 2024). Średnio w tym okresie produkcja wzrastała w tempie 1,5% rocznie. W przypadku porównywania produkcji węgla w jedenastkach energetycznych (EJ), wzrost produkcji od 2010 r. wyniósł 19%, tj. wzrost średnioroczny na poziomie 1,3%. W ostatnich 25 latach tylko dwukrotnie wystąpił spadek produkcji węgla, ale były one krótkotrwałe. Pierwszy wystąpił w latach 2015–2016 i był głównie spowodowany spadkiem produkcji w UE o 20%, USA o 17%, Chinach o 9% (Platts – CTI). Spadek cen węgla w tym okresie na rynkach światowych sprawił, że produkcja stała się mniej opłacalna dla wielu producentów. Ceny węgla obniżyły się w wyniku nadpodaży węgla oraz zmniejszonego popytu na rynku. Zmiany w polityce energetycznej w wielu krajach także przyczyniły się do tej sytuacji. Liczne z nich zaczęły przyjmować polityki mające na celu ograniczenie emisji dwutlenku węgla i promowanie czystszych źródeł energii. Kolejny spadek produkcji wystąpił w 2020 roku (–4,7%) i był to kryzys związany z COVID-19.

Natomiast w ostatnich pięciu latach produkcja węgla wzrosła o 12% i na tym poziomie wzrósł także światowy PKB. Patrząc na tempo zmian w konsumpcji węgla, widoczne są duże różnice między krajami uprzemysłowionymi i rozwijającymi się. Według Energy Institute Statistical (2024) zużycie węgla w UE spadło o rekordowe 20%, w tym czasie w USA spadło o 17% – również rekordowo. Wynika to przede wszystkim ze słabszej aktywności przemysłowej i odejścia od wytwarzania energii z węgla na rzecz odnawialnych źródeł energii. Średnio w krajach OECD zużycie węgla spadło 13%, gdy w tym samym czasie w krajach non-OECD wzrosło o 5%. Globalnie wzrost zużycia węgla w rozwijających się krajach azja-

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID: 00000-0002-4977-3595; email: zg@min-pan.krakow.pl

tyckich przewyższa spadek zużycia węgla w Europie i Ameryce Północnej. Mimo bardzo dużego wzrostu inwestycji w OZE w takich krajach jak Chiny czy Indie (razem około 160 GW) nie są one wystarczające, aby zaspokoić zapotrzebowanie na energię elektryczną bez zwiększenia produkcji energii z węgla (DIIS).

W porównaniu z 2023 r. najbardziej wydobyć węgla zwiększyło się w Chinach o 150 mln ton, Indiach o 100 mln ton oraz w Indonezji o 88 mln ton. Indie planują, że produkcja węgla około 2027 roku zwiększy się o 70%, czyli do poziomu 1,7 mld ton. W tym okresie oczekuje się wzrostu produkcji węgla także w Chinach i u największego eksportera – Indonezji. Indonezja tylko do produkcji niklu obecnie zużywa ponad 100 mln ton węgla. Kraj ten przy produkcji około 775 mln ton eksportuje 520 mln ton węgla. Natomiast w Europie produkcja węgla w porównaniu do 2023 roku obniżyła się o 21%, a w stosunku do 2010 r. o 46%. W prognozie na najbliższe lata oczekuje się spadku produkcji węgla na poziomie 5 do 8% rocznie.

1. Węgiel w energetyce

Węgiel także obecnie jest istotnym nośnikiem energii w produkcji energii elektrycznej. Na rysunku 1 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w 2023 r. według paliw dla świata, krajów non-OCD, UE i Polski. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej wraz z innymi paliwami kopalnymi, jak gaz ziemny i ropa naftowa w 2023 r. w świecie wyniósł 60%, w Polsce 71%, w krajach non-OECD 67%, a w UE 31%.

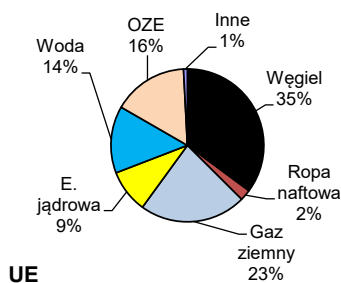
W Polsce udział węgla w produkcji energii elektrycznej w 2023 roku był dominujący i wyniósł 60%. Pięć lat wcześniej w 2019 r. udział ten wyniósł 74%. Udział węgla jest obecnie wysoki, ale z wyraźną tendencją spadkową.

Trzeba stwierdzić, że paliwa kopalne są nadal najważniejszym źródłem energii do produkcji energii elektrycznej w wielu rejonach świata. W tabeli 1 zestawiono informacje o udziale paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej w poszczególnych krajach w 2023 roku. Kraje uszeregowano w kolejności malejących udziałów paliw kopalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej. Na pierwszym miejscu jest Arabia Saudyjska, która prawie całe zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywa gazem ziemnym i ropą naftową, tj. w 99%. W tym zestawieniu 10 państw to kraje należące do grupy krajów OECD, a więc wysoko uprzemysłowionych. Polska z udziałem 71% jest w tym zestawieniu na 13. miejscu.

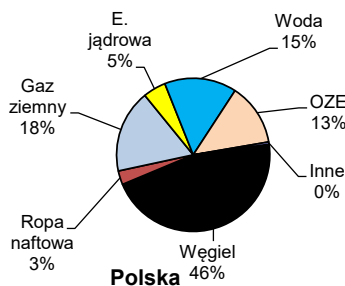
Struktura wytwarzania energii elektrycznej ciągle ulega zmianie w kierunku zwiększonego udziału energii wytwarzanej z OZE. Mimo tych tendencji eksperci z IEA dalej szacują stabilizację, a nawet wzrost zużycia węgla. Tym tendencjom sprzyja szacowany w dalszym ciągu wzrost produkcji energii 2–3% rocznie. Jednak te tendencje bardzo różnie przebiegają w świecie. W 2023 r. produkcja energii elektrycznej w świecie zwiększyła się o 2,5%, w krajach non-OECD wzrosła o 5,1%, w UE spadła o 2,5%, a w Polsce zmniejszyła się o 7,1%.

Mimo wzrastającego udziału OZE w produkcji energii elektrycznej udział paliw kopalnych jest obecnie niezbędny.

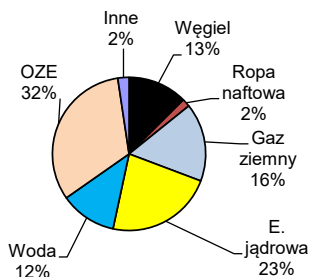
Świat



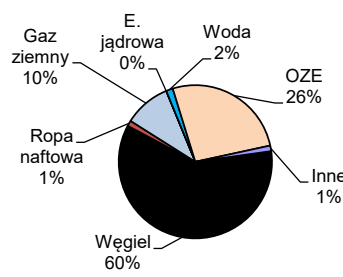
non-OECD



UE



Polska



Rys. 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2023 r. według paliw
Źródło opracowanie własne na podstawie danych: Energy Institute 2024

Fig. 1. Structure of electricity generation by fuel in 2023

TABELA 1. Udział paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej w 2023 r. [%]

TABLE 1. Share of fossil fuels in electricity generation in 2023 [%]

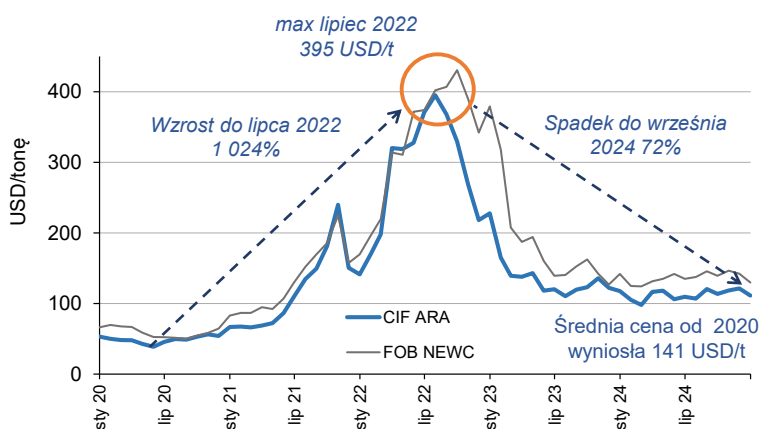
1.	Arabia Saudyjska	99
2.	Iran	92
3.	Egipt	89
4.	Kazachstan	87
5.	Republika Południowej Afryki	85
6.	Tajlandia	84
7.	Tajwan	83
8.	Indonezja	81
9.	Malezja	81
10.	Indie	78
11.	Meksyk	75
12.	Zjednoczone Emiraty Arabskie	72
13.	Polska	71

14.	Japonia	65
15.	Australia	65
16.	Chiny	64
17.	Rosja	63
18.	Korea Południowa	61
19.	USA	60
20.	Argentyna	59
21.	Turcja	58
22.	Wietnam	57
23.	Włochy	56
24.	Niderlandy	48
25.	Niemcy	41
26.	Wielka Brytania	36

Uwaga – Szarością oznaczono kraje należące do OECD.
Źródło opracowanie własne na podstawie danych: Energy Institute.

2. Ceny węgla energetycznego na rynku międzynarodowym

Ceny węgla w okresie 2020–2024 były kształtowane głównie przez takie czynniki jak: kryzys wywołany COVID-19, inwazja Rosji na Ukrainę, ceny gazu, różne polityki klimatyczne wdrażane w wielu krajach oraz niepewność polityki importowej Chin i Indii. Kompilacja tych czynników spowodowała, że ceny węgla były ekstremalnie wysokie i bardzo zmienne. Zmiany cen z dnia na dzień dochodziły do 100 USD/tonę. Tą sytuację dobrze prezentuje rysunek 2, na którym przedstawiono ceny *spot* (średnie miesięczne) węgla energetycznego w portach ARA (Europa) na tle cen FOB Newcastle (NEWC – Australia). Są to dwa indeksy, które dobrze obrazują sytuację cenową, jaka się ukształtowała na międzynarodowym rynku węgla w latach 2020–2024. W tabeli 2 przedstawiono dane statystyczne charakteryzujące rynek europejski węgla w latach 2020–2024. Dane te zostały obliczone na podstawie notowań dziennych (Grudziński 2022, 2023, 2024; Stala-Szlugaj i Grudziński 2021a, b, 2024).



Rys. 2. Ceny spot węgla energetycznego w portach ARA na tle cen FOB Newcastle (NEWC) – węgiel 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Platts – CTI 2024, Platts – ICR 2024, WB

Fig. 2. Spot prices of thermal coal in ARA ports compared to FOB Newcastle (NEWC) prices – coal 6000 kcal/kg (25.1 MJ/kg)

Największą zmienność miały ceny w latach 2021–2022. Ceny powyżej 200 USD/tonę utrzymywały się przez 12 miesięcy, a średnia cena za cały okres wyniosła 142 USD/tonę. Dynamiczny wzrost cen rozpoczął się już czerwcu 2020 roku i osiągnął swoje maksimum w wysokości 395 USD/tonę (74 zł/GJ) w lipcu 2022 roku. Po tym okresie ceny miesięczne spadały przez 12 miesięcy i ustabilizowały się na poziomie 110–135 USD/tonę do chwili obecnej. Wahanie cen są w granicach 25 USD/tonę, gdy w poprzednich latach kształtowały się następująco: 2023 r. – 129 USD/t, 2022 r. – 293 USD/t, 2021 r. – 122 USD/t.

Ceny węgla są dalej wysokie i wyższe prawie trzy razy od cen z maja 2020 r., kiedy to były na poziomie 39 USD/tonę. Przedstawione powyżej ceny węgla odnoszą się do węgla

wysokiej jakości mających wartość opałową wynoszącą 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg). W Polsce węgiel spalany w elektrowniach ma średnią wartość opałową w granicach 21–22 MJ/kg. Na rynku międzynarodowym wartość 1 GJ maleje o 5–7% wraz ze spadkiem wartości opałowej o 1 MJ/kg.

TABELA 2. Roczne dane statystyczne charakterystyczne dla cen notowanych w portach ARA (CIF, 6000 kcal/kg)

TABLE 2. Annual statistical data characteristic for prices quoted in ARA ports (CIF, 6000 kcal/kg)

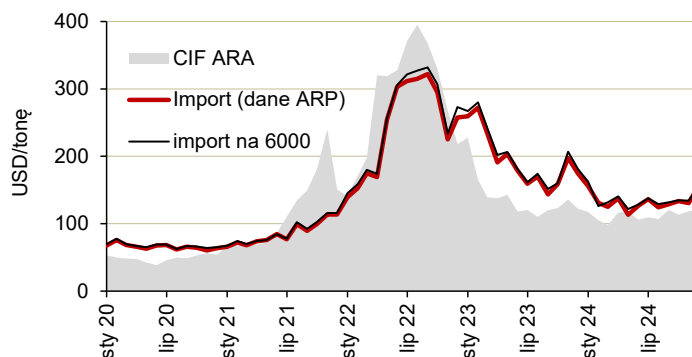
Wyszczególnienie/Rok	2020	2021	2022	2023	2024
Średnia [USD/t]	50	125	294	129	112
Zmienność	14%	44%	26%	13%	7%
Odchylenie standardowe [USD/t]	7	54	76	17	8
Cena min [USD/t]	36	62	135	95	91
Cena max [USD/t]	54	156	433	185	128

Źródło: opracowanie własne na podstawie Platts–ICR.

Na rysunku 3 pokazano ceny węgla energetycznego w imporcie do Polski na tle cen notowanych w portach ARA (*spot*). Ceny w imporcie do Polski zostały także pokazane w przeliczeniu na węgiel 6000 kcal/kg. Wartość opałowa węgla importowanych do Polski wahała się w granicach 23,1–26,0 MJ/kg. Ceny w imporcie zmieniały się zgodnie z tendencjami na rynku międzynarodowym, ale były przesunięte w czasie o około 2–4 miesiące. To przesunięcie wynika z faktu, że w przypadku transakcji *spot* takie są terminy realizacji dostaw towaru węgla.

Na ceny wpływ miała także decyzja UE o zakazie importu węgla rosyjskiego. Ten fakt zmienił przepływy handlowe. Europa zaczęła importować więcej węgla z Kolumbii, RPA, Indonezji i Australii. W latach 2019–2021 węgiel energetyczny importowany był głównie z Rosji. Udział Rosji w tych dostawach wynosił 86–74%. Na rysunku 4 pokazano wielkość importu węgla energetycznego do Polski w okresie 2015–2024 (11 miesięcy). Najwięcej węgla Polska zaimportowała w 2022 r., a więc pierwszego roku inwazji Rosji na Ukrainę (Grudziński i in. 2023; Stala-Szlugaj i Grudziński 2021).

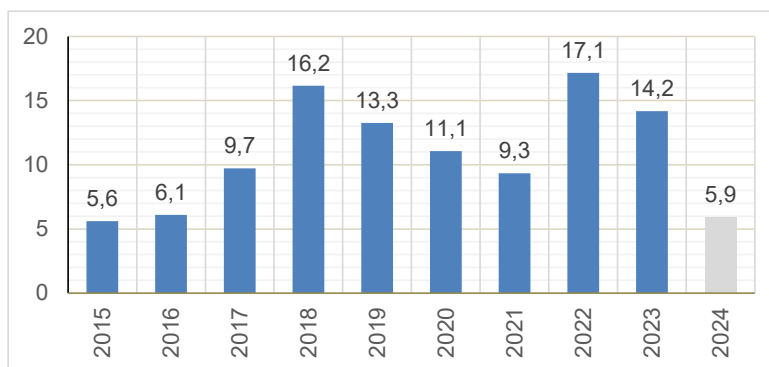
Zaprzestanie importu z Rosji spowodowało, że na rynku zabrakło kilku milionów ton węgla kierowanego głównie do gospodarstw domowych, czyli zabrakło węgla takich sortymentów jak: grube, orzechy i groszki. Na rynku międzynarodowym głównym sortymentem są miały w klasie 0–50 mm. W Polsce sortymenty mialowe to klasa 0–20 mm. Zatem, aby ratować sytuację, zaczęto sprowadzać miały, z których wydzielano klasę węgla odpowiadającą klasie orzech, czyli węgiel o uziarnieniu 8–31,5 mm. Udział tej klasy w sprowadzonym węglu był maksymalnie na poziomie 50%. Główni eksporterzy węgla do Polski to Kolumbia i Kazachstan, i ich udział wynosi około 90%. Pozostali eksporterzy to Australia, RPA i Indonezja.



Rys. 3. Ceny węgla energetycznego w imporcie do Polski na tle cen notowanych w portach ARA (*spot*)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Platts – CTI 2024, Platts – ICR 2024, ARPB

Fig. 3. Prices of thermal coal in import to Poland compared to prices quoted in ARA ports (*spot*)



Rys. 4. Wielkość importu węgla energetycznego do Polskę (mln ton)

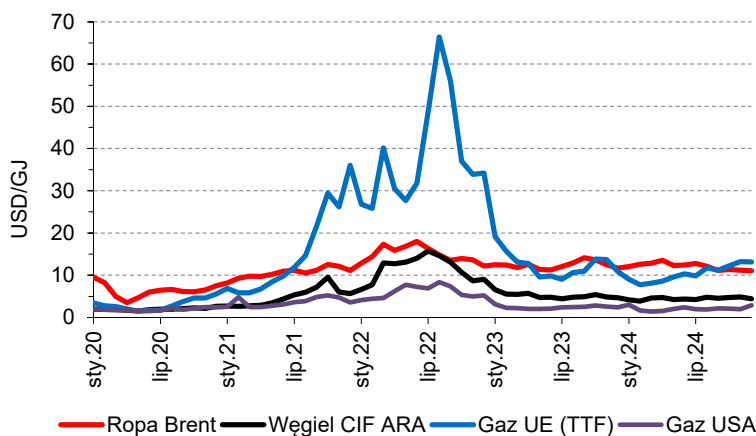
Źródło: opracowanie własne na podstawie ARPa

Fig. 4. Import volume of thermal coal to Poland (million tonnes)

3. Porównanie cen – węgiel, ropa, gaz

Jak wspomniano, ceny węgla energetycznego w latach 2020–2023 zmieniały się bardzo dynamicznie, ale także zmieniały się relacje cen między poszczególnymi surowcami energetycznymi. Na rysunku 5 porównano ceny węgla w portach ARA z cenami ropy naftowej i gazu notowanymi na różnych rynkach. W okresie największych wzrostów czerwiec–sierpień 2022 r. w porównaniu do cen sprzed dwóch lat ceny węgla wzrosły dziewięciokrotnie, natomiast ceny gazu w UE nawet 19-krotnie. Ceny gazu i ropy w USA i Japonii wzrosły około pięć razy. To właśnie ceny gazu ziemnego miały największy wpływ na wzrost cen węgla. Te dwa surowce konkurują ze sobą pośrednio na rynku energii elektrycznej. W sierpniu

2022 roku ceny gazu w Europie dochodziły do poziomu 2000 USD/1000 m³. Skalę zmian cen surowców na rynku międzynarodowym przedstawia zestawienie pokazane w tabeli 3.



Rys. 5. Porównanie cen węgla, ropy, gazu na rynku (Węgiel notowany w portach ARA – 6000 kcal/kg, NAR, Gaz Europa (TTF), Gaz USA (Henry Hub), Gaz Japonia (LNG CIF Japonia), Ropa Brent (Wielka Brytania 38° API)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: WB 2024, Platts – CTI 2024, Platts – ICR 2024

Fig. 5. Comparison of coal, oil, gas prices on the market (Coal quoted in ARA ports – 6000 kcal/kg, NAR, Gas Europe (TTF), Gas USA (Henry Hub), Gas Japan (LNG cif Japan), Brent oil (Great Britain 38° API)

TABELA 3. Zmiany cen rok do roku węgla, gazu i ropy (%)

TABLE 3. Year-on-year price changes for coal, gas and oil (%)

Rok	CIF ARA	FOB Newcastle	Gaz UE	Gaz USA	Gaz LNG	Ropa Brent
2020	-17,0	-23,7	-32,5	-21,4	-21,4	-33,9
2021	144,1	132,3	397,5	90,6	29,5	66,5
2022	139,2	156,6	150,2	65,5	71,3	41,7
2023	-55,8	-49,9	-67,5	-60,1	-22,8	-17,2
2024	-57,7	-67,3	-48,6	-0,7	-366	-40,0

W tabeli 4 przedstawiono, jak zmieniały się relacje cen nośników energii w stosunku do węgla. Zestawienie to pokazuje poziom konkurencyjności cenowej węgla w porównaniu do cen innych nośników energii. W 2024 r. takie surowce jak: gaz UE, ropa Brent oraz gaz LNG były w jednostkach porównywalnych około 2,5 razy droższe od węgla, natomiast gaz USA był dwukrotnie tańszy od węgla w portach ARA. Gwałtowne zmiany cen surowców wywoływane są głównie przez czynniki geopolityczne. Jak długo będzie trwał konflikt Rosji z Ukrainą (albo jakiś inny konflikt) tak relacje cen między surowcami będą

podlegały dużym nieprzewidywalnym zmianom i przyczynią się do zmian w łańcuchach dostaw surowców.

TABELA 4. Porównanie ceny węgla energetycznego z cenami gazu ziemnego i ropy naftowej przy założeniu, że ceny węgla = 1

TABLE 4. Comparison of thermal coal prices with natural gas and crude oil prices assuming that coal prices = 1

Rok	Ropa Brent	Gaz UE	Gaz USA	Gaz Japonia
2020	3,2	1,5	1,0	3,9
2021	2,2	3,1	0,7	2,1
2022	1,3	3,3	0,5	1,5
2023	2,4	2,4	0,5	2,6
2024	2,7	2,3	0,5	2,8

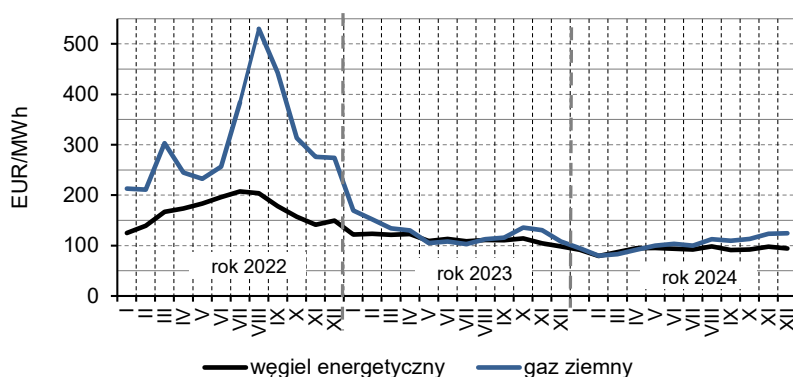
4. Analiza kosztów paliwowych wytwarzania energii elektrycznej z węgla i gazu ziemnego

Wśród paliw kopalnych największym konkurentem węgla służącego do produkcji energii spośród paliw kopalnych jest gaz ziemny. W tej analizie porównano koszty produkcji energii elektrycznej w elektrowni na węgiel i gaz ziemny. W obliczeniach uwzględniono jedynie koszty paliwowe. Koszty paliwowe to koszty związane z zakupem paliwa wraz z niezbędnymi kosztami związanymi z zakupem odpowiedniej ilości uprawnień do emisji CO₂ (Kashue-Kobize 2024a i b). Obliczenia przeprowadzono dla każdego miesiąca z ostatnich 3 lat. Wyniki zaprezentowane na rysunku 6. Przyjęte założenia:

- węgiel – ceny *spot* CIF ARA – 6000 kcal/kg (25,1 GJ/kg), sprawność elektrowni 40%,
- gaz ziemny – ceny *spot* TTF – 36 GJ/kg, sprawność elektrowni 55%.

Porównanie tylko kosztów związanych z paliwem pozwala ocenić konkurencyjność jednego paliwa względem drugiego (Stala-Szlugaj i Grudziński 2024).

W 2022 roku koszty paliwowe produkcji energii elektrycznej w elektrowniach gazowych były średnio wyższe o 85% w stosunku do elektrowni na węgiel. Koszty te wyniosły odpowiednio 138 i 326 EUR/MWh. Maksymalnie ta różnica wyniosła 160%. W pierwszym roku wojny Rosji z Ukrainą koszty paliwowe dla elektrowni były ekstremalnie wysokie i wyniosły 530 EUR/MWh. Szybki spadek cen gazu spowodował, że już od II kwartału 2023 r. koszty paliwowe były zbliżone w obu typach elektrowni. W 2024 r. w drugiej połowie roku ceny gazu zaczęły rosnąć i to spowodowało, że koszty paliwowe w tych elektrowniach są wyższe o około 28%. Jest to efekt wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i spadku produkcji energii z OZE. W tej sytuacji przy stabilnych cenach węgla produkcja energii z węgla jest bardziej konkurencyjna a DS (*Dark Spread* – jednostka pomiaru zysku elektrowni węglowej) czy CDS (*Clean Dark Spread*) są korzystne dla węgla.

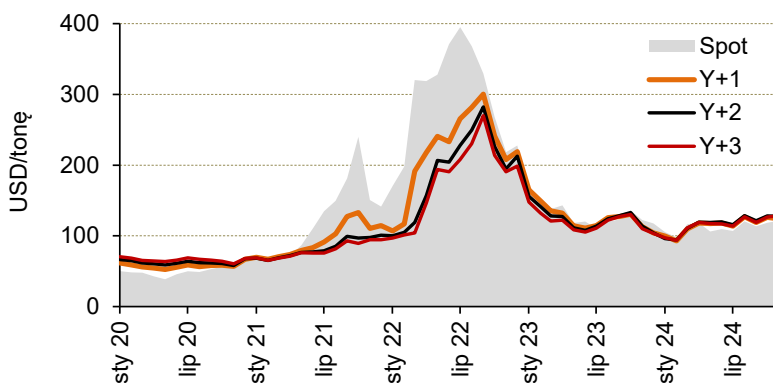


Rys. 6. Porównanie kosztów zakupu paliwa i uprawnień do emisji w elektrowni spalającej węgiel lub gaz ziemny

Fig. 6. Comparison of fuel and emission allowance purchase costs in a power plant burning coal or natural gas

5. Perspektywy zmian cen węgla energetycznego

Dodatkową informacją o cenach węgla może być analiza sygnałów rynkowych na podstawie notowań indeksów na rynkach finansowych. Na rysunku 7 przedstawiono notowania kontraktów według indeksów CIF ARA w latach 2020–2024. Są to średnie miesięczne. Kontrakty te dotyczą kupna lub sprzedaży aktywów po określonej cenie w przyszłości. Przedstawione kontrakty odnoszą się do okresów : Y+1, Y+2, Y+3, czyli rok, dwa i trzy lata do przodu. Ceny w takich kontraktach mogą w pewnym sensie służyć jako wyznacznik przyszłych tendencji cenowych. Są one również istotne dla kontraktów fizycznych, w których ceny powiązane są z indeksami.



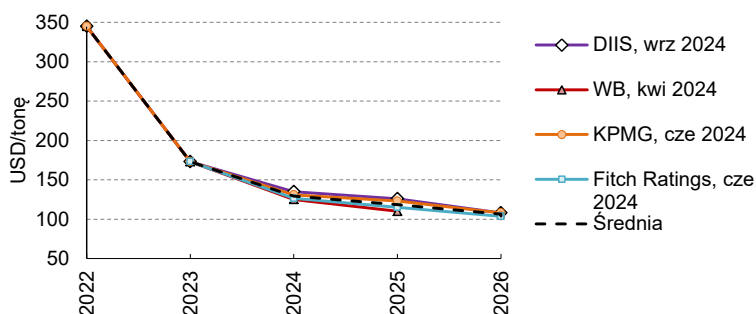
Rys. 7. Ceny węgla CIF ARA na rynku terminowym – porównanie z cenami *spot*

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Platts – CTI 2024, Platts – ICR 2024

Fig. 7. CIF ARA coal prices on the futures market – comparison with spot prices

W okresie największych wzrostów indeksu CIF ARA kontrakty roczne *forward* były wyceniane nawet 40–70% poniżej notowań *spot*. Obecnie kontrakty roczne są wycenione maksymalnie 4–8% powyżej cen *spot*. To sytuacja jest odmienna od wcześniejszych notowań. Notowania na rynku terminowym zapowiadają stabilizację cen na poziomie 110–120 USD/tonę.

Na rysunku 8 przedstawiono cztery prognozy cen *spot* węgla energetycznego – FOB Newcastle (6000 kcal/kg – 25,1 MJ/kg) opracowane przez instytucje finansowe i ekonomiczne. Są to prognozy cen australijskiego węgla notowanego w porcie Newcastle na warunkach FOB. Te ceny dla międzynarodowego rynku są cenami referencyjnymi i są to ceny w eksporcie z największego portu węglowego na świecie. Australia jest drugim po Indonezji największym eksporterem węgla energetycznego na świecie, eksportuje ponad 200 mln ton. W prognozach kraj ten w najbliższych latach ma utrzymać obecny poziom eksportu. To powoduje, że ceny innych producentów kształtują się zazwyczaj w relacji do cen węgla australijskiego. Zarówno producenci, jak i odbiorcy wykorzystują te ceny w transakcjach handlowych. Oczywiście na rynku odbiorców węgla dochodzą jeszcze inne składniki końcowej ceny, wynikające głównie z renty geograficznej i uwarunkowań logistycznych (Grudziński 2019; Grudziński i in. 2022; Stala-Szlugaj i in. 2021).



Rys. 8. Prognozy cen *spot* węgla energetycznego – FOB Newcastle (6000 kcal/kg – 25,1 MJ/kg)

Fig. 8. Spot price forecasts for thermal coal – FOB Newcastle (6000 kcal/kg – 25.1 MJ/kg)

Ceny w 2024 roku były stosunkowo stabilne z lekką tendencją spadkową. Rynki się normalizowały po skokowych wzrostach cen w 2022 roku i wówczas maksymalna cena miesięczna wyniosła ponad 430 USD/tonę za 6000 kcal/kg. Średnia za 2024 rok wyniosła w granicach 130–140 USD/tonę w zależności od źródła informacji. Pod koniec roku ceny wzrosły, co było spowodowane zwiększonym zapotrzebowaniem na energię (z powodu upałów), uzupełnianie zapasów w oczekiwaniu na mroźną zimę, zmniejszona podaż z Rosji i wyższe ceny gazu.

Wszystkie przedstawione prognozy są bardzo zbieżne. Oczekuje się spadku cen z poziomu 130 USD/tonę w 2024 r. do około 120 USD/tonę w 2025, i 110 USD/tonę w 2026 roku. Oczekuje się, że masowe wdrażanie odnawialnych źródeł energii w Chinach i zwiększone wdrażanie energii jądrowej w Japonii i Korei Południowej zmniejszy popyt, a tym samym wpłynie na obniżenie cen węgla. Jednak ceny ponad 100 USD/t będą atrakcyjne dalej dla większości producentów węgla, a przypomnieć należy, że średnie ceny w 2020 roku wyniosły

58 USD/tonę. Ceny w najbliższych latach dla niektórych producentów mogą się zbliżyć do kosztów i to będzie dużym wyzwaniem zwłaszcza w przypadku braku kapitału i siły roboczej. Nacisk na spadki cen może być silny w nadchodzących latach, zwłaszcza w przypadku zwiększającego się dotowania przemysłu paliw odnawialnych. Jednak kluczowymi czynnikami dla międzynarodowego rynku węgla są: czynniki geopolityczne, niepewność polityki importowej Chin i Indii oraz warunki pogodowe (np. efekt El Niño lub La Niña). Trzeba pamiętać, że inwazja Rosji na Ukrainę wygenerowała najwyższe ceny energii w historii, a takie sytuacje lubią się powtarzać.

Podsumowanie

Główne czynniki wpływające na poziom cen węgla na rynku międzynarodowym to:

- ➔ Czynniki geopolityczne: konflikty zbrojne, sankcje ekonomiczne, zmiany w rządach czy polityce handlowej mogą istotnie wpływać na dostępność węgla oraz jego cenę na rynkach międzynarodowych.
- ➔ Popyt i podaż: kluczowym czynnikiem wpływającym na ceny jest równowaga między popytem a podażą. Wzrost zapotrzebowania na węgiel, szczególnie w krajach rozwijających się, może prowadzić do wzrostu cen. Z kolei nadwyżka podaży może spowodować ich spadek. Najważniejszy czynnik to niepewność polityki importowej ze strony Chin i Indii.
- ➔ Polityka energetyczna państw: przemiany polityki energetycznej w różnych krajach, w tym dążenie do zmniejszenia emisji CO₂ oraz promowanie odnawialnych źródeł energii, wpływają na zapotrzebowanie na węgiel.
- ➔ Koszty wydobycia i transportu: zmiany w kosztach produkcji węgla, w tym koszty pracy, technologii oraz transportu, mają bezpośredni wpływ na ceny. Wzrost kosztów wydobycia może prowadzić do wyższych cen na rynku.
- ➔ Zmiany warunków pogodowych: ulewne deszcze, tajfuny i cyklony oraz takie zjawiska jak np.: El Niño i La Niña, które powodują że niektóre obszary geograficzne doświadczają intensywnych opadów i powodzi, a inne suszy i pożarów.
- ➔ Regulacje dotyczące ochrony środowiska: przepisy dotyczące ochrony środowiska oraz różne programy dotyczące redukcji emisji mogą wpływać na koszty produkcji oraz popyt na węgiel.
- ➔ Sezonowość: w niektórych regionach sezonowe zmiany zapotrzebowania na energię mogą wpływać na ceny węgla. Na przykład, w okresach zimowych zapotrzebowanie na energię może wzrosnąć, co wpłynie na ceny.
- ➔ Trendy technologiczne: rozwój technologii, jak na przykład zmniejszenie kosztów czystych technologii węglowych czy innowacyjne metody wydobycia, mogą wpływać na poziom cen.

Literatura

- ARPa – Podstawowe informacje o rynku oraz sektorze węgla kamiennego w Polsce. Agencja Rozwoju Przemysłu SA. Oddział w Katowicach. 2016–2024.
- ARPb – Import i przywóz węgla kamiennego. Agencja Rozwoju Przemysłu SA. Oddział w Katowicach. za lata 2020–2024.
- DIIS – Australian Government, Department of Industry, Science, Energy and Resources.
- EEX 2024 – European Energy Exchange AG [Online:] <https://www.eex.com/en/> [Dostęp: 5.01.2025].
- Energy Institute –2024 – Energy Institute Statistical Review of World Energy.
- Grudziński, Z. 2022 – Ceny węgla energetycznego na międzynarodowym rynku. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(110), s. 39–50, DOI: 10.24425/140524.
- Grudziński, Z. 2023 – Rynek węgla energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(111), s. 7–20, DOI: 10.33223/zn/2023/01.
- Grudziński, Z. 2024 – Międzynarodowy rynek węgla energetycznego – tendencje, prognozy. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(112), DOI: 10.33223/ZN/2024/01.
- Grudziński i in. 2023 – Grudziński, Z., Ozga-Blaschke, U. i Stala-Szlugaj, K. 2023 – Ceny węgla kamiennego na międzynarodowym oraz krajowym rynku w latach 2000–2022. [W:] Galos K. i Barszczowska B. (red.) *Jak to z tym węglem było, jest i będzie*. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN, s. 45–62.
- KASHUE-KOBIZE 2024a – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2022–2024.
- KASHUE-KOBIZE 2024b – Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami Raport z rynku CO₂, raporty z lat 2022–2024.
- Platts – CTI – Coal Trader International. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2020–2024.
- Platts 2024 – ICR – Platts – ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2020–2024.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2021a – Price trends on the international steam coal market in 2000–2020. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(4), s. 177–198, DOI: 10.24425/gsm.2021.139743.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2021b – World steam coal management. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(2), s. 5–26, DOI: 10.24425/gsm.2021.137564.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2024 – The competitiveness of fuels in electricity generation. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 27(3), s. 193–206, DOI: 10.33223/epj/192860.
- TTF – [Online] <https://www.bloomberg.com> [Acessed: 2025-01-10].
- WB – Bank Światowy – Global Commodity Markets.

Rynek węgla energetycznego – stan obecny i perspektywy

Słowa kluczowe: ceny węgla, import węgla, konkurencyjność paliw, prognozy cen

Streszczenie: W 2023 r. produkcja węgla kamiennego wzrosła o 3,1% i była rekordowa. Wydobycie węgla wyniosło 9,1 mld ton. Od 2010 r. produkcja zwiększyła się o 1,63 mld ton. W porównaniu z 2023 r. najwięcej produkcja zwiększyła się w Chinach – 152 mln ton, Indiach o 100 mln ton oraz w Indonezji o 88 mln ton. Indie planują, że produkcja węgla około 2027 roku zwiększy się o 70%, czyli wzrośnie do poziomu 1,7 mld ton. W tym okresie oczekuje się wzrostu produkcji węgla także w Chinach i u największego eksportera – Indonezji. Indonezja tylko do produkcji niklu obecnie zużywa ponad 100 mln ton węgla. Kraj ten przy produkcji około 775 mln ton eksportuje 520 mln ton węgla. W Europie produkcja węgla w porównaniu do 2023 roku spadła o 21%, a w stosunku do 2010 r. – obniżyła się o 46%. W prognozie na najbliższe lata oczekuje się spadku na poziomie 5 do 8% rocznie. Ceny węgla w Europie mierzone indeksem cen *spot* CIF ARA (indeks cenowy odnosi się do węgla o wartości opałowej 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg) i zawartości siarki poniżej 1% w warunkach roboczych – NAR) w 2024 roku są dosyć stabilne i wahają się w granicach 110 do 135 USD/tonę. Ten poziom cen utrzymuje się od połowy 2023 r. Wahania cen są w granicach 25 USD/tonę, gdy w poprzednich latach kształtowały się następująco: 2023 r. – 129 USD/t, 2022 r. – 293 USD/t, 2021 r. – 122 USD/t. W 2022 r. ceny węgla energetycznego były nie tylko wysokie, ale również bardzo zmienne, a maksymalne wahania dzienne osiągały poziom 104 USD/tonę, znacznie przekraczając dotychczasowe wartości historyczne. W najbliższych latach (2 do 3 lat) przewiduje się niewielki spadek cen *spot*, a notowania cen kontraktowych na poziomie zbliżonym do cen *spot*.

Spadki cen węgla na europejskim rynku to efekt zgromadzonych dużych zapasów węgla w terminalach węglowych. Zima w 2023 r. okazała się łagodna, a to sprawiło, że spadło zapotrzebowanie na węgiel. Na dodatek wystąpił duży spadek cen gazu ziemnego. Cena gazu na giełdzie holenderskiej TTF od sierpnia 2022 r. (poziom 350 EUR/MWh) do grudnia 2023 r. obniżyła się o 85%. Kolejnym czynnikiem to duża też produkcja energii z OZE. W 2024 r. ceny gazu (miesięczne) utrzymywały się na poziomie 26–45 EUR/MWh.

Kluczowym czynnikiem dla międzynarodowego rynku węgla są czynniki geopolityczne, niepewność polityki importowej Chin i Indii oraz warunki pogodowe (np. efekt El Niño i La Niña). Trzeba pamiętać, że inwazja Rosji na Ukrainę wygenerowała najwyższe ceny energii w historii, a takie sytuacje mogą się powtarzać.

Przedstawiono cztery prognozy cen spot węgla energetycznego – FOB Newcastle (6000 kcal/kg) cen opracowane przez instytucje finansowe i ekonomiczne. Wszystkie przedstawiono prognozy są bardzo zbieżne. Oczekuje się spadku cen z poziomu 130 USD/tonę do około 120 USD/tonę w 2025 r. i 110 USD/tonę w 2026 roku.

The thermal coal market – current state and outlook

Keywords: coal prices, coal imports, competitiveness of fuels, price forecasts

Abstract: In 2023, hard coal production exceeded 9 billion tonnes. The year-on-year increase in production was 3.1%.

Since 2010, production has increased by 1.63 billion tonnes. Compared to 2023, the largest increases in production were in: China 152 million tonnes, India by 100 million tonnes and Indonesia 88 million tonnes. India plans to increase coal production by 70% or 1.7 billion tonnes by 2027. In the meantime, coal production is also expected to increase in China and its largest exporter, Indonesia. Indonesia for nickel production alone currently consumes more than 100 million tonnes. With production of around 775 million tonnes, the country exports 520 million tonnes of coal. In Europe, coal production is down 21% from 2023 and down 46% from 2010. The forecast for the coming years expects a decline of 5 to 8% per year.

Coal prices in Europe, as measured by the CIF ARA spot price index (the price index refers to coal with a calorific value of 6,000 kcal/kg (25.1 MJ/kg) and a sulphur content of less than 1% at operating conditions – NAR) in 2024, are fairly stable, fluctuating between US\$110 and US\$135/tonne. This price level has been maintained since mid-2023. Price fluctuations in 2024 have remained within the range of USD 35/tonne, when in previous years they were as follows: in 2023 – USD 129/tonne, in 2022 – USD 293/tonne, and in 2021 – 122 USD/tonne. In 2022, thermal coal prices were not only high, but also highly volatile, with maximum daily fluctuations reaching US\$104/tonne well above previous historical values. In the next 2–3 years, spot prices are expected to decline slightly and contract prices are expected to be quoted at levels close to spot prices.

Declines in coal prices on the European market were the result of large coal stocks built up at coal terminals. The winter of 2023 turned out to be mild, which reflected in a reduced demand for coal. In addition, there was a large drop in natural gas prices. The gas price on the Dutch TTF exchange from August 2022 (level of EUR 350/MWh) to December 2023 fell by 85%. Another factor affecting the price level was the large production of energy from RES. In 2024, gas prices (monthly) remained at EUR 26–45/MWh.

The key factors affecting the international coal market are geopolitical factors, uncertainty in the import policies of China and India and weather conditions (e.g. La Niña effect). It is important to remember that Russia's invasion of Ukraine generated the highest energy prices in history and such situations like to repeat themselves.

This article presents four forecasts of spot thermal coal prices – FOB Newcastle (6000 kcal/kg) prices developed by financial and economic institutions. All the forecasts presented are very much in line. In the short term, prices are expected to fall from US\$130/tonne to around US\$120/tonne in 2025 and US\$110/tonne in 2026.

Katarzyna STALA-SZLUGAJ¹

Wpływ wojny rosyjsko-ukraińskiej na międzynarodowy rynek węgla energetycznego w latach 2022–2024

Wprowadzenie

W okresie pokowidowym kolejnym mocnym impulsem, który wpłynął na międzynarodowy rynek węgla energetycznego, była zbrojna inwazja Rosji na Ukrainę (rozpoczęta w lutym 2022 r.), która przełożyła się na światowy kryzys energetyczny. Wprowadzone w odpowiedzi sankcje na import niektórych surowców (w tym węgla) z Rosji przez wiele gospodarek światowych m.in. przez państwa członkowskie Unii Europejskiej, a także USA, Japonię, Koreę Południową, spowodowały konieczność zastąpienia rosyjskiego węgla surowcem pochodzącym od innych dostawców. W efekcie wpłynęło to nie tylko na zmianę przepływów węgla energetycznego na świecie (Stala-Szlugaj i Grudziński 2022a,b; Grudziński 2023), ale również na jego ceny, zwłaszcza odczuwalne w pierwszych dwóch latach trwania tego konfliktu zbrojnego.

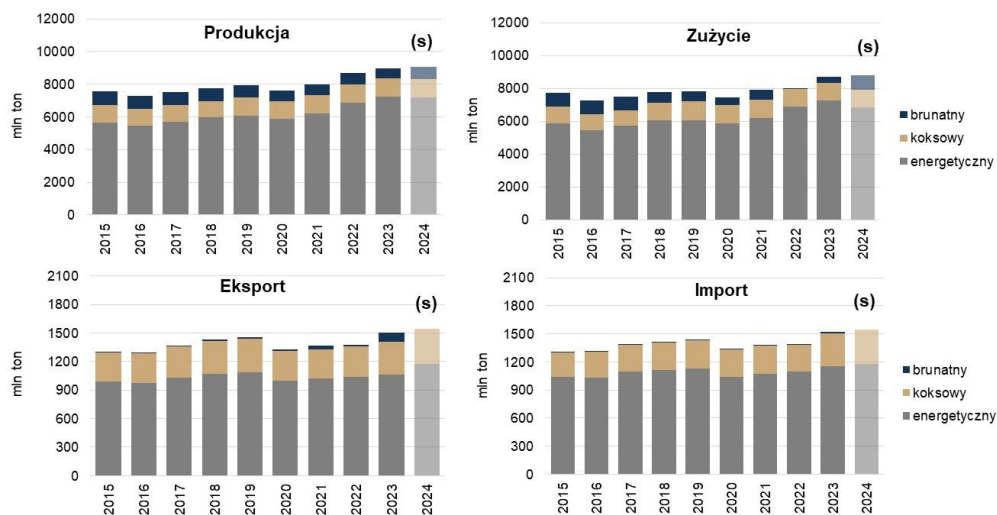
Wśród gospodarek, które w istotny sposób odczuły skutki wojny Rosji z Ukrainą – szczególnie przez konieczność zastąpienia węgla rosyjskiego surowcem od innych dostawców – była Europa, a zwłaszcza gospodarka Unii Europejskiej. W kontekście tych wydarzeń celem niniejszego rozdziału jest prześledzenie rynku węgla energetycznego w latach 2022–2024. Analizy mają odnieść się nie tylko do skali globalnej, ale również mają ocenić jej wpływ na gospodarkę węglem energetycznym w Unii Europejskiej oraz w Rosji.

1. Światowy bilans węgla

Węgiel – obok innych nośników energii – jest jednym z kluczowych paliw na świecie. Według danych (IEA 2024a) w 2010 roku jego udział w światowym zużyciu końcowym

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-3689-7895; e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl

paliw i nośników energii kształtował się na poziomie 15%, wynosząc 56 EJ, a w 2023 r. zmniejszył się o 3 punkty procentowe do 52 EJ. Analizując światowy bilans podaży i popytu na ten surowiec w latach 2015–2024 (rys. 1), można zauważyć, że na przestrzeni ostatnich lat przebiegał on niestabilnie. Wyraźnie widoczny jest spadek popytu i podaży w 2020 r. wywołany skutkami światowej pandemii Covid-19. W stosunku do roku wcześniejszego łączna produkcja i zużycie węgla zmniejszyły się po 4%, a w przypadku węgla energetycznego – stanowiącego w skali świata: ok. 77% produkcji i 78% zużycia węgla ogółem – spadek ten wyniósł po 3%. Kolejne lata przyniosły wzrost podaży i popytu, wynikający z ożywienia gospodarek po pandemii, wzmocnione zwiększeniem popytu związanym z kryzysem energetycznym wywołanym przez rosyjską inwazję Rosji na Ukrainę w 2022 roku. Produkcja i zużycie węgla w 2023 r. w skali globalnej wyniosło po 9,0 mld ton, a w przypadku węgla energetycznego po 7,2 mld ton (rys. 1).



Rys. 1. Światowy bilans węgla energetycznego, lata 2010–2024

(s) – szacunek

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA 2019, 2024b, c, d)

Fig. 1. World thermal coal balance, 2010–2024

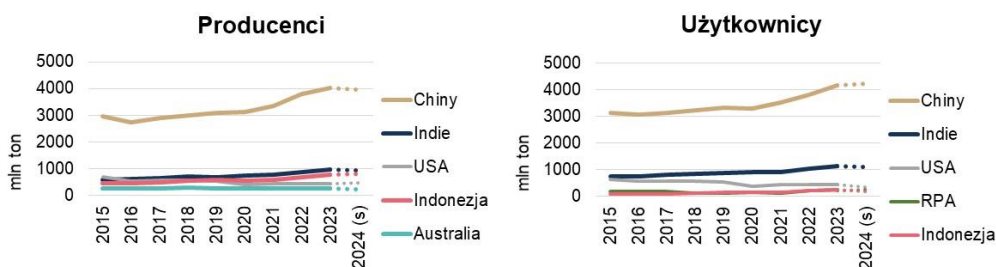
Wstępne szacunki analityków Międzynarodowej Agencji Energii za rok 2024 pokazują (IEA 2024c), że światowa produkcja i zużycie węgla osiągnie zbliżony poziom do 2023 roku. W przypadku węgla energetycznego produkcja również ma utrzymać zbliżony poziom do 2023 r., jednakże zużycie ma zmniejszyć o 6% do 6,8 mld ton. Za wzrostem światowego zapotrzebowania rósł również światowy handel węglem energetycznym, który według szacunków (IEA 2024c) w roku 2024 r. ma wynieść 1,2 mld ton. W latach 2021–2023 eksport węgla energetycznego w skali globalnej wzrastał rocznie po 2%, a w roku 2024 r. wzrost (r/r) ma wynieść 11% mocno stymulowany rosnącym zapotrzebowaniem ze strony rozwijających

się azjatyckich gospodarek. Tempo wzrostu światowego importu węgla energetycznego przebiegało w nieco odmiennym rytmie: w latach 2021–2024 wzrastało rocznie o 2–6%.

Analizując bilans węgla energetycznego w skali globalnej można zauważyć, że w latach 2022–2024 konflikt zbrojny Rosji z Ukrainą nie przełożył się mocno na ten rynek, a państwa, które nałożyły sankcje na rosyjski surowiec, zastąpiły go węglem pochodzącym od innych producentów.

2. Główni światowi producenci i użytkownicy węgla energetycznego

Od wielu lat do największych światowych producentów i użytkowników węgla energetycznego należą generalnie te same państwa (rys. 2). W przypadku producentów tego surowca – poza Stanami Zjednoczonymi – czołówkę stanowią państwa zlokalizowane w regionie Azji i Pacyfiku: Chiny, Indie, Indonezja i Australia. Łączna produkcja węgla energetycznego tych czterech państw w latach 2015–2019 stanowiła 73–76% produkcji w skali globalnej. W kolejnych dwóch latach udział ten wzrósł do 79%. Od 2022 r. stanowi 81–83% produkcji światowej. Pod względem wolumenowym wśród producentów węgla energetycznego dominują Chiny, na które przypada połowa jego światowej produkcji. W Chinach węgiel odpowiada za około 60–63% dostaw energii elektrycznej (IEA 2023, 2024c), przez co chiński sektor energii elektrycznej staje się głównym motorem globalnych rynków węgla.



Rys. 2. Główni światowi producenci i użytkownicy węgla energetycznego, lata 2015–2024 (s) – szacunek

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA 2019, 2024b, c, d)

Fig. 2. Major global thermal coal producers and consumers, 2015–2024

Drugie miejsce w światowej produkcji węgla energetycznego zajmują Indie. W latach 2015–2021 udział wydobycia tego surowca z Indii stanowił 10–12% jego produkcji w skali globalnej. W latach 2022–2024 wzrósł do 13%. Pod względem wolumenowym na te lata przypadają kolejne rekordy wydobycia: w 2022 r. uzyskały ponad 800 mln ton, a w następnych dwóch latach znacznie przekracza 900 mln ton/rok. Dla Indii węgiel jest istotnym surowcem zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne kraju, stanowi 55% indyjskiego miks surowców energetycznych oraz odgrywa kluczową rolę we wzroście przemysłowym i gospodarczym

(Indie 2025a). Sektor węglowy przynosi wiele korzyści dla gospodarki indyjskiej m.in. (Indie 2025a): (i) stanowi 55% przychodu z przewozów towarowych Indian Railways, (ii) przynosi wpływy do budżetu dla władz stanowych z tytułu opłat licencyjnych, składek na rzecz District Mineral Foundation oraz wpływu z podatków GST z tytułu działalności gospodarczej (podatek GST jest podatkiem pośrednim w Indiach i zastępuje inne podatki i opłaty).

Od 2018 r. trzecim światowym producentem węgla energetycznego stała się Indonezja. W latach 2018–2021 roczna produkcja znacznie przekraczała 500 mln ton, po dalszych wzrostach (o 17% (r/r) w 2022 r. i 10% (r/r) w 2023 r.) w 2024 szacuje się, że przekroczy 800 mln ton. Indonezyjski wzrost produkcji węgla energetycznego stymulowany jest przez (IEA 2024c): zwiększony popyt na rynkach międzynarodowych, jak również rosnący popyt na rynku krajowym.

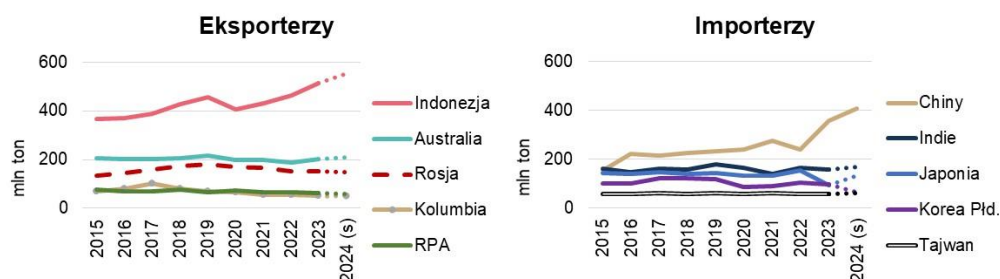
W przypadku użytkowników węgla energetycznego, spośród pierwszej piątki, aż trzy państwa: Chiny, Indie oraz Indonezja, również pochodzącą z regionu Azji i Pacyfiku. Pod względem wolumenowym na tle zużycia gospodarek całego świata wybijają się Chiny: w latach 2015–2023 gospodarka ta rocznie zużywała 54–57% węgla energetycznego w skali globalnej. Wstępne szacunki (IEA 2024c) pokazują, że w 2024 r. udział Chin w globalnym zużyciu tego surowca przekroczy 60% i ma wynieść ok. 4,2 mld ton. Głównym użytkownikiem węgla energetycznego w Chinach jest przemysł energetyczny. Sektor energetyczny w Chinach według danych (IEA 2024c) zużywa 1/3 węgla zużytego w skali globalnej. Drugim ważnym użytkownikiem węgla energetycznego na świecie są Indie, z 13–16% (lata 2015–2024) udziałem w globalnym zużyciu tego surowca. Ciągły rozwój gospodarczy tego kraju wpływa na duże zapotrzebowanie nie tylko na energię elektryczną do jej wytwarzania, a także również generuje wysokie zapotrzebowanie ze strony innych sektorów, a zwłaszcza sektora cementowego. Indie po Chinach są drugim światowym producentem cementu (Cement 2025).

Gospodarki Chin i Indii, jak również Stowarzyszenia Narodów Azji Południowo-Wschodniej (ASEAN) głównie odpowiadają za wzrosty zużycia węgla na świecie, rekompensując spadki w krajach przeprowadzających od lat mocno zaawansowaną dekarbonizację, jak np. w Stanach Zjednoczonych czy w przypadku Europy – w Unii Europejskiej. Choć w Stanach Zjednoczonych od lat przeprowadzana jest dekarbonizacja gospodarki – zwłaszcza wycofywanie się z energetyki węglowej – to kraj ten nadal pozostał trzecim największym użytkownikiem węgla energetycznego w skali globalnej. W latach 2015–2024 udział USA w światowym zużyciu węgla zmalał z 11 do 5%. Pod względem wolumenowym w roku 2015 zużycie węgla energetycznego przekraczało 630 mln ton, by w latach 2021–2023 spaść do 430–440 mln ton/rok.

3. Główni światowi eksporterzy i importerzy węgla energetycznego

Wykresy na rysunku 3 prezentują czołówkę państw, które od lat odgrywają kluczową rolę w międzynarodowym handlu węglem energetycznym. Warto podkreślić, że w latach 2015–2024 łączny eksport dwóch pierwszych państw (rzędu od 570 do 760 mln ton/rok) – Indonezji i Australii – stanowił około 60–68% światowego eksportu tego surowca. Trzecim istotnym dostawcą na światowe rynki węgla energetycznego jest Rosja, która w 2019 r. osiągnęła

swe maksimum wynoszące 180 mln ton. Szerzej ten eksporter zostanie omówiony w dalszej części niniejszego rozdziału.



Rys. 3. Główni światowi eksporterzy i importerzy węgla energetycznego, lata 2015–2024

(s) – szacunek

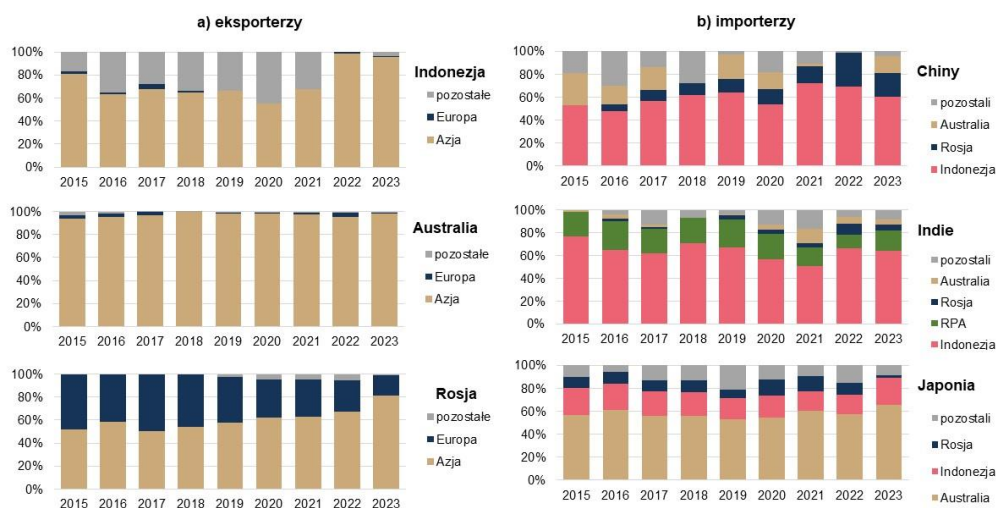
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA 2019, 2024b, c, d; Kolumbia 2025; Indie 2025b)

Fig. 3. Major global thermal coal exporters and importers, 2015–2024

Udział Indonezji w światowym eksporcie węgla energetycznego w latach 2015–2024 wynosił 38–49% (370–550 mln ton/rok). W eksporcie tego węgla generalnie dominuje trend wzrostowy. Jedyne załamanie nastąpiło w 2020 roku i wiązało się ono ze skutkami pandemii COVID-19. Pod względem kierunków dostaw węgla energetycznego z Indonezji (rys. 4a) dominuje kierunek azjatycki. W latach 2015–2021 stanowiły one 56–85% całego eksportu tego węgla z tego kraju. Od wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej czyli od 2022 r. udział dostaw na rynek azjatycki zwiększył się rocznie do 96–98%.

Drugi co do wielkości eksporter węgla energetycznego – Australia (rys. 3) – od lat dostarcza na międzynarodowy rynek zbliżone wolumeny wahające się w granicach 200–205 mln ton/rok (udział w światowym rynku 18–21%). Jedyne poważniejszy spadek eksportu (w stosunku rocznym o 4%) kraj ten odnotował w 2022 roku. Przyczyniło się do tego kilka czynników. Jednym z nich były utrudnienia pogodowe związane ze zjawiskiem pogodowym La Nina: powódzie spowodowane ulewnymi deszczami komplikowały jego wydobycie i transport. Kolejnym był zakaz importu węgla australijskiego przez Chiny, przez co australijscy eksporterzy musieli poszukiwać dodatkowych rynków zbytu. Australia prawie (93–100%) w całości eksportuje swój surowiec do obiorców do Azji (rys. 4a). Wpływ wojny rosyjsko-ukraińskiej zaznaczył się w 2022 r., kiedy to w wyniku konieczności zastąpienia rosyjskiego węgla, większość krajów europejskich musiała w krótkim okresie czasu poszukać nowych destynacji dostaw.

Analizując globalną czołówkę importerów węgla energetycznego, można zauważyć, że są to państwa położone tylko w azjatyckiej części świata. Pod względem wolumenowym – podobnie, jak w przypadku produkcji i zużycia – wyróżniają się Chiny. Jeszcze do 2022 r. przypadało na nie ponad 20% światowego zużycia tego węgla, a od 2023 r. przekroczyło 30%. Na rok 2022 przypada także 37% spadek (r/r) chińskiego importu węgla, który wynikał m.in. ze zwiększenia krajowej produkcji węgla (poprzez zwiększenie produkcji w istniejących lub



Rys. 4. Geograficzna struktura kierunków eksportowych głównych światowych eksporterów węgla energetycznego, lata 2015–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA 2019, 2024d)

Fig. 4. Geographic structure of export destinations of the world's major thermal coal exporters, 2015–2023

jej wznowienie w zamkniętych kopalniach). Głównym dostawcą węgla energetycznego jest Indonezja (48–72% w latach 2015–2023, rys. 4a), kolejnymi są: Rosja (1–21%) oraz Australia (0–28%). Biorąc pod uwagę wpływ wojny rosyjsko-ukraińskiej można zauważyć, że w latach 2022–2023 udział eksportu z Rosji wzrósł odpowiednio do 30% (w 2022 r.) i 20% (w 2023 roku). Natomiast zmienność udziału dostaw z Australii wynika z wprowadzanych przez Chiny zakazów importu węgla z tego kraju.

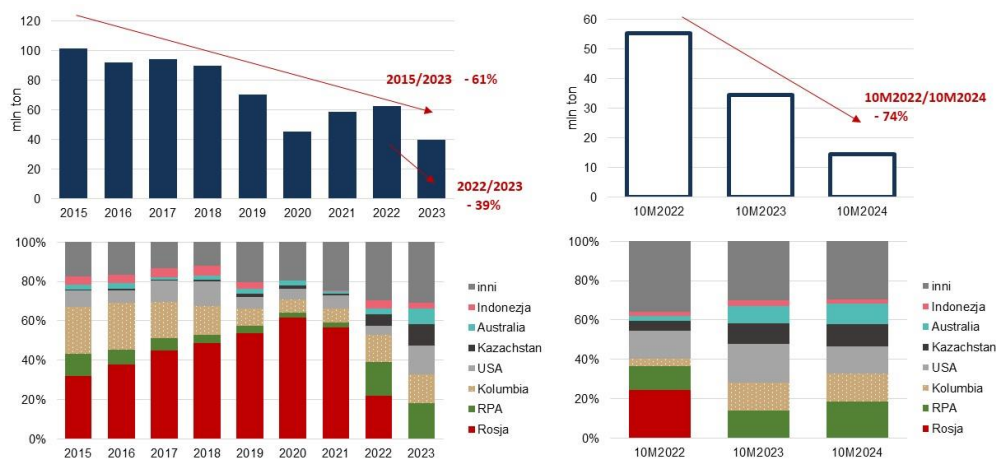
Choć rząd Indii od lat kładzie nacisk na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i zmniejszenie zależności od importu, to jednak olbrzymie potrzeby własne powodują, że utrzymują one pozycję drugiego importera węgla energetycznego na świecie, z udziałem (w latach 2015–2024) na poziomie 13–16%. Korzystne warunki pogodowe i wynikający z nich wzrost produkcji krajowej w 2023 r. doprowadziły do niewielkiego spadku (o 8%(r/r)) indyjskiego importu węgla energetycznego. Przykładem jednej z inicjatyw indyjskiego Ministerstwa Węgla mającej na celu zmniejszania się od uzależnienia od importu, jest projekt Kolej–Morze–Kolej (Indie 2023). Celem tej inicjatywy jest zintegrowanie transportu Kolej–Morze–Kolej na rzecz efektywnego przemieszczania krajowego węgla. Wśród głównych dostawców węgla energetycznego na rynek indyjski (rys. 4b) jest przede wszystkim Indonezja (50–77% w latach 2015–2023), następnie RPA (11–26%) i Rosja (0–10%). Warto nadmienić, że w 2022 r. Rosja, poszukując dodatkowych rynków zbytu zwiększyła dostawy swego surowca aż do 10% (16 mln ton).

Trzecim istotnym importerem węgla energetycznego na świecie jest Japonia, dla której Australia jest jego głównym dostawcą, kolejnymi są: Rosja i Indonezja (rys. 4b). Według danych (IEA 2019, 2024d) w latach 2015–2021 z Australii sprowadzano 67–72% węgla.

Jeszcze w 2022 r. udział ten wynosił 72%, jednakże po wprowadzeniu sankcji na surowiec z Rosji, udział importu australijskiego wzrósł do 76%, a wstępne szacunki pokazują, że w 2024 r. utrzyma zbliżony poziom. Do 2021 r. drugim istotnym eksporterem węgla na rynek japoński była Rosja z udziałem na poziomie 11–15%. W latach 2022–2024 na skutek wprowadzenia wspomnianych sankcji, import ten systematycznie spada (8% w 2022 r. do (szacunkowo) ok. 1% w 2024 roku). Lukę po rosyjskim surowcu wypełnił import z RPA, którego udział w 2022 r. wzrósł z marginalnej części aż do 1%, a w kolejnych latach do 3%. Udział drugiego eksportera na rynek japoński – Indonezji – w latach 2015–2024 wahał się w zakresie 8–12%.

4. Unia Europejska

Postępująca dekarbonizacja wielu gałęzi gospodarki Unii Europejskiej przyczynia się do zmniejszania się importu węgla energetycznego. Pomiedzy rokiem 2015 a 2023 import ten zmniejszył się o 61% (rys. 5), spadając do 40 mln ton i osiągając nawet o 12% niższy poziom niż w kowidowym 2020 roku. Pod względem dostawców, do wybuchu wojny Rosji z Ukrainą, dominował kierunek rosyjski. Choć pod względem wolumenowym import malał, to w przypadku struktury dostawców, do wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej, czyli do roku 2021 udział eksportu węgla z Rosji wzrósł z 32% (w 2015 r.) do 61% (w 2020 r.). Kolejnymi ważnymi eksporterami na rynek UE (ze zmiennym udziałem) są: Kolumbia (6–24%) i RPA (3–18%).



Rys. 5. Główne państwa eksportujące węgiel energetyczny do Unii Europejskiej, lata 2015–10M2024

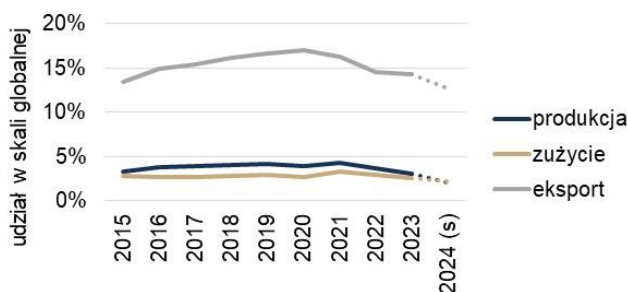
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (Eurostat 2025)

Fig. 5. Major countries exporting thermal coal to the European Union, 2015–10M2024

Rosnące ceny gazu ziemnego na rynku europejskim w 2021 r. spowodowały, że zwiększyło się zapotrzebowanie na węgiel. Pomimo systematycznego odchodzenia przez kraje UE od

generacji węglowej, w obliczu rosnących cen oraz zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do Europy, wiele państw uruchomiło odstawione bloki węglowe (Stala-Szlugaj 2023; Grudziński i in. 2023). Skutkiem tej sytuacji w latach 2021–2022 był obserwowany 7% wzrost importu węgla energetycznego do krajów Unii Europejskiej. Jednakże po relatywnym ustabilizowaniu się rynków międzynarodowych wywołanych wybuchem wojny Rosji z Ukrainą, w 2023 r. Unia Europejska odnotowała już 39% spadek importu tego surowca (rys. 5).

Wprowadzone w 2022 r. sankcje na węgiel rosyjski spowodowały zmianę struktury dostawców węgla energetycznego na rynek UE. W latach 2022–2023 zwiększył się udział dostaw węgla z (rys. 6): RPA (17–18%, Kolumbii (14–15%), USA, Kazachstanu (6–11%), Australii (3–8%), Indonezji (3–4%). Według danych (Eurostat 2025) po 10 miesiącach 2024 r. import węgla energetycznego do UE wyniósł 14 mln ton i w stosunku do analogicznego okresu 2022 roku zmalał o 74%.



Rys. 6. Udział Rosji w światowej: produkcji, zużyciu i eksporcie węgla energetycznego, lata 2015–2024
(s) – szacunek

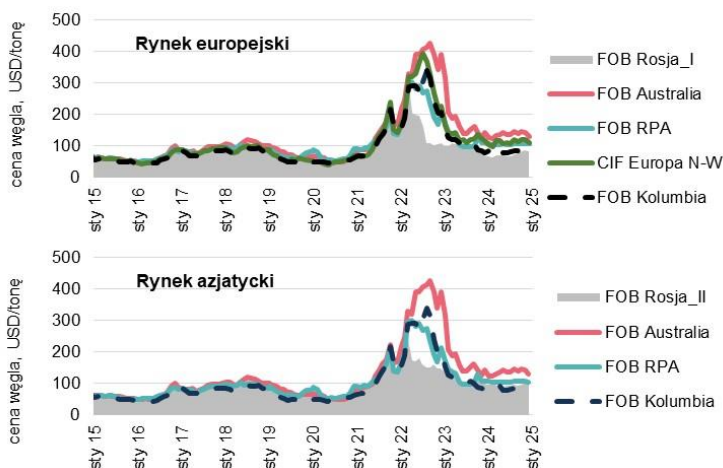
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA 2024c,d)

Fig. 6. Russia's share of global thermal coal: production, consumption and exports, 2015–2024

5. Rosja

Rosja jest ważnym światowym producentem (rys. 3) oraz eksporterem węgla energetycznego (rys. 3, 4), z udziałem (w latach 2015–2024, rys. 6) na poziomie wynoszącym (odpowiednio): 2–4%, 13–17%. Wszczęcie wojny z Ukrainą w 2022 r. nie wpłynęło korzystnie na gospodarkę rosyjską. W odpowiedzi na tę inwazję wiele gospodarek światowych (m.in. Unia Europejska, USA, Japonia, Korea Północna) wprowadziły sankcje na import niektórych surowców (w tym węgla), a także wykluczono Rosję z systemu SWIFT (co utrudniało Rosji dokonywanie płatności). Eksport do Azji był utrudniony przez ograniczoną przepustowość kolei w Rosji. Ponadto gwałtownie wyższe stawki frachtowe dla rosyjskiego eksportu oraz zapewnienie finansowania i ubezpieczenia stawały się coraz trudniejsze. W związku z utraceniem europejskiego rynku zbytu, Rosja musiała przekierować swe dostawy na rynek azjatycki. Według danych (IEA 2024c) jeszcze w 2022 r. udział kierunku azjatyckiego stanowił dwie trzecie rosyjskiego eksportu węgla, a w 2023 r. wzrósł do 84%.

Jako zachętę do pozyskania nowych klientów, na międzynarodowym rynku *spot* rosyjscy eksporterzy oferowali swój surowiec po cenach niższych w stosunku do innych eksporterów (rys. 7). Na przykład w 2022 r. na rynku europejskim węgiel rosyjski oferowany w portach bałtyckich (FOB Rosja_I) był tańszy od oferty cenowej węgla dostarczonego już do portów ARA (CIF Europa N-W, tj. do portów Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) o około 50–70%. W roku 2023, kiedy po szoku wywołanym wybuchem wojny rosyjsko-ukraińskiej rynek pozwoli zaczął się normować, różnica ta zmalała do około 20–30%, a w 2024 r. cechującym się stabilizacją cen – różnica ta wynosiła około 30–40%. W przypadku rynku azjatyckiego oferta rosyjskiego węgla w portach dalekowschodnich (FOB Rosja_II) była niższa od oferty cenowej węgla australijskiego w porcie Newcastle (FOB Australia): w 2022 r. o około 60%, w 2023 r. ok. 30%, a w 2024 r. o około 20–30%.



Rys. 7. Porównanie cen rosyjskiego węgla oferowanego na rynek europejski (FOB Rosja_I) oraz azjatycki (FOB Rosja_II) z ofertą innych państw-eksporterów

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (Argus 2015–2022; CTI 2015–2025; WB 2025)

Fig. 7. Comparison of price indices of Russian thermal coal offered to the European market (FOB Russia_I) and Asian market (FOB Russia_II) with the offer of other exporting countries, January 2015–December 2024

Choć w latach 2022–2023 zwiększył się udział Rosji w dostawach do Chin (z 24% w 2021 r. do 43–46% w latach 2022–2023, rys. 4b) czy Korei Płn. (z 9% w 2021 r. do 15% w 2023 r., rys. 4b), to jednak nie zrekomensowały one utraconego rynku UE. Rosyjskie górnictwo węglowe od lat boryka się m.in. z (Overland and Loginova 2023): wysokimi kosztami transportu oraz wąskimi gardłami infrastrukturalnymi, napięciami społecznymi w regionach górniczych, a także dużą liczbą wypadków w kopalniach węgla. Długotrwałe sankcje jeszcze bardziej pogłębiły problemy dostawców, wpłynęły na spadek inwestycji i produkcji węgla.

Pomimo zwiększania przepustowości linii kolejowych na wschodzie Rosji, eksporterzy nadal borykają się z trudnościami transportowymi. Na dodatek podnoszenie stawek frachto-

wych za przewozy kolejowe nie wpływa na polepszenie ich sytuacji. Obniżające się ceny na rynkach światowych, przy wysokich kosztach produkcji zmuszającymi większość producentów do eksportu węgla bez lub poniżej zysku.

Podsumowanie

Przeprowadzona w niniejszym artykule analiza wpływu trwania trzech lat wojny rosyjsko-ukraińskiej – tj. lat 2022–2024 – na światowy bilans węgla pokazała, że w skali globalnej nie przełożył się znacząco na ten rynek. W efekcie zastąpienia przez kraje, które nałożyły sankcje na rosyjski surowiec, węglem z innych kierunków, generalnie światowy wolumen handlu węglem energetycznym nie ucierpiał. Wpłynęło na niego rosnące zapotrzebowanie ze strony mocno rozwijających się gospodarek azjatyckich (zwłaszcza Chin oraz Indii).

Unia Europejska jest jedną z tych gospodarek światowych, która w istotny sposób odczuła wpływ wojny Rosji z Ukrainą. Rynek Unii Europejskiej, który od lat był jednym z ważniejszych kierunków eksportowych dla surowców energetycznych z Rosji (również węgla energetycznego), został zmuszony do szybkiej przebudowy rynku dostawców węgla. Skutkiem tej zmiany stała się relatywnie równoważna dywersyfikacja wolumenu importu węgla od różnych państw eksporterów oraz likwidacja silnego uzależnienia od jednego kraju-eksportera.

Wśród uczestników międzynarodowych rynków węgla energetycznego, największą cenę za wspomniane trzy lata trwania wojny rosyjsko-ukraińskiej poniosła Rosja. Pogłębiły się w niej jeszcze bardziej odczuwalne od lat problemy w górnictwie węglowym, problemy społeczne oraz transportowe. Te ostatnie nie tylko wynikały ze wzrostu kosztów transportu. Konieczność przekierowania swego węgla z kurczącego się od lat rynku europejskiego (wpływ przyspieszającej dekarbonizacji gospodarek) na rynek azjatycki jeszcze bardziej uwypuklił słabe punkty w przepustowości linii kolejowych w tej części kraju. Na dodatek malejące ceny na rynkach światowych, przy wysokich kosztach produkcji, zmuszały większość rosyjskich producentów węgla do jego eksportu bez lub poniżej zysku.

Publikacja przygotowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

- Argus 2022 – Argus Media Ltd. [Online] <https://www.argusdirect> [Dostęp: 15.01.2022].
- Cement 2025 – Cement: 2025 World Market Review and Forecast to 2034. Publ. Merchant Research & Consulting Ltd., p. 181. [Online] <https://mcgroup.co.uk/researches/cement> [Dostęp: 15.01.2022].
- CTI 2010–2025 – Coal Trader International, Platts Coal trader International, S&P Global, publikacje z lat 2010–2025.
- Eurostat 2025 – Eurostat database – International trade in goods. [Online] <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [Dostęp: 08.02.2025].
- Grudziński, Z. 2023 – Rynek węgla energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 1(111), s. 7–20, DOI: 10.33223/zn/2023/01.

- Grudziński i in. 2023 – Grudziński, Z., Stala-Szlugaj, K. i Ozga-Blaschke, U. 2023 – Ceny węgla kamiennego na międzynarodowym oraz krajowym rynku w latach 2000–2022. [W:] Galos i Barszczowska (red.), *Jak to z tym węglem było, jest i będzie*. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN, s. 45–62.
- IEA 2019 – Coal Information 2019, International Energy Agency Publishing, Paris, DOI: 10.1787/4a69d8c8-en.
- IEA 2023 – Coal 2023, IEA, Paris. [Online] <https://www.iea.org/reports/coal-2023>, Licence: CC BY 4.0 [Dostęp: 15.01.2022].
- IEA 2024a – World Energy Outlook 2024, IEA, Paris, Licence: CC BY 4.0 (report). [Online] <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> [Dostęp: 15.01.2025].
- IEA 2024b – Coal Mid-Year Update – July 2024, IEA, Paris, Licence: CC BY 4.0. [Online] <https://www.iea.org/reports/coal-mid-year-update-july-2024> [Dostęp: 15.01.2025].
- IEA 2024c – Coal 2024, IEA, Paris, Licence: CC BY 4.0. [Online] <https://www.iea.org/reports/coal-2024> [Dostęp: 15.01.2022].
- IEA 2024d – IEA, Quarterly Coal Statistics, IEA, Paris, Licence: Terms of Use for Non-CC. [Online] <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/quarterly-coal-statistics> [Dostęp: 08.02.2025].
- Indie 2023 – Initiative to Promote Rail-Sea-Rail Transportation for Efficient Movement of Domestic Coal. Government of India. Press Information Bureau. [Online] <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1951359> [Dostęp: 08.02.2025].
- Indie 2025a – Reducing Coal Imports and Increasing Domestic Production in Focus of Coal Ministry: Union Minister G Kishan Reddy. Government of India. Press Information Bureau. [Online] <https://coal.nic.in/sites/default/files/2025-02/PIB2100763.pdf> [Dostęp: 08.02.2025].
- Indie 2025b – Ministry of Coal, Government of India. [Online] <https://coal.nic.in/en/public-information/monthly-statistics-at-glance> [Dostęp: 15.01.2025].
- Kolumbia 2025 – [Online] <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones> [Dostęp: 15.01.2025].
- Overland, I. i Loginova, J. 2023 – The Russian coal industry in an uncertain world: Finally pivoting to Asia? *Energy Research & Social Science* 102, DOI: 10.1016/j.erss.2023.103150.
- Stala-Szlugaj, K. 2023 – Wojna rosyjsko-ukraińska vs. surowce energetyczne dla krajowych gospodarstw domowych. Streszczenie. Posiedzenie Komisji Nauk Geologicznych PAN Oddział w Krakowie w dniu 19-04-2023, s. 1–3. [Online] <https://krakow.pan.pl/pl/komisje-naukowe?view=article&id=54:publikacje-komisji-nauk-geologicznych&catid=2:uncategorised> [Dostęp: 04.01.2025].
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2022b – XXXI Konferencja Aktualia i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi. Zeszyt streszczeń. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, 86–88.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2022a – Alternative directions of coal supply to Poland as a result of the Russian-Ukrainian war. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 38(3), s. 31–47, DOI: 10.24425/gsm.2022.142790.
- WB 2025 – The World Bank – Commodity Markets “Pink Sheet” Data. [Online] <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> [Dostęp: 08.02.2025].

Wpływ wojny rosyjsko-ukraińskiej na międzynarodowy rynek węgla energetycznego w latach 2022–2024

Słowa kluczowe: węgiel energetyczny, podaż, popyt, handel, wojna rosyjsko-ukraińska

Streszczenie: Celem niniejszego rozdziału jest prześledzenie rynku węgla energetycznego w ciągu trzech lat trwania wojny rosyjsko-ukraińskiej czyli w latach 2022–2024. Przeprowadzone w opracowaniu analizy odnoszą się zarówno do skali globalnej, ale również oceniały wpływ tej wojny na gospodarkę węglem energetycznym w Unii Europejskiej oraz w Rosji. Analiza bilansu węgla energetycznego w skali globalnej w latach 2022–2024 pokazała, że nie przełożyła się ona mocno na łączny bilans światowy. Wynikało to m.in. z tego, że państwa, które nałożyły sankcje na rosyjski węgiel, zastąpiły go węglem pochodzącym od producentów z innych kierunków. Takim przykładem jest Unia Europejska, która została zmuszona do szybkiej przebudowy rynku dostawców węgla. Wśród uczestników międzynarodowych rynków węgla energetycznego, największą cenę za analizowane trzy lata trwania wojny rosyjsko-ukraińskiej podniosła sama Rosja. W efekcie pogłębiły się w tym kraju jeszcze bardziej odczuwalne od lat problemy: (i) w górnictwie węglowym, (ii) społeczne oraz (iii) transportowe. W artykule przedstawiono bilans węgla energetycznego – produkcję, zużycie, eksport oraz import – dla: (i) całego świata oraz (ii) TOP 5,

w latach 2015–2024. Omówiono także głównych światowych eksporterów oraz importerów węgla uwzględniając kierunki sprowadzania tego surowca. Zaprezentowano kształtowanie się cen głównych indeksów węglowych na świecie.

Impact of the Russian-Ukrainian war on the international thermal coal market 2022–2024

Keywords: thermal coal, supply, demand, trade, Russian-Ukrainian war

Abstract: The aim of this chapter is to trace the thermal coal market over the three years of the Russian-Ukrainian war, i.e. from 2022 to 2024. The analyses carried out in the chapter referred both to the global scale, but also assessed the impact of the war on the thermal coal economy in the European Union and in Russia. The analysis of the global thermal coal balance from 2022 to 2024 showed, that it did not translate strongly into an overall global balance. This was due, among other things, to the fact that countries that imposed sanctions on Russian coal replaced it with coal from producers elsewhere. Such an example is the European Union, which has been forced to rapidly rebuild its coal supplier market. Among the participants in international thermal coal markets, the biggest price for the analysed three years of the Russian-Ukrainian war was raised by Russia itself. As a result, the country's problems, which have been felt for years, have become even worse: (i) in coal mining, (ii) social and (iii) transport. The paper presents a balance sheet of thermal coal – production, consumption, exports and imports – for: (i) the world as a whole and (ii) the TOP 5, for the period 2015–2024. The major world exporters and importers of coal are also discussed, taking into account the directions of import of this raw material. The price development of the main global coal indices is presented.

Urszula OZGA-BLASCHKE¹

Międzynarodowy rynek węgla koksowego

Wprowadzenie

Handel węglem koksowym na rynku międzynarodowym obejmuje około jednej trzeciej globalnego zużycia tego surowca.

W ostatnich latach przepływy handlowe na międzynarodowym rynku węgla koksowego ulegały przetasowaniom spowodowanym sankcjami nałożonymi na Rosję oraz wprowadzeniem przez Chiny nieformalnego zakazu importu węgla australijskiego. Australia zdywersyfikowała eksport do innych destynacji, aby zastąpić brak chińskich nabywców, sprzedając więcej węgla do Japonii, Korei Płdniowej, Indii oraz na rynku atlantyckim. Zdyskontowane ładunki węgla rosyjskiego, które nie mogły trafić do Europy, zostały przekierowane głównie do Chin i do Indii.

Środek ciężkości rynku przesuwają się coraz bardziej w stronę Azji, a przyszłość handlu węglem metalurgicznym na rynku międzynarodowym zostanie określona przez dwóch największych importerów – Chiny i Indie, które łącznie odpowiadają za połowę światowego importu węgla koksowego. Podczas gdy w Chinach import węgla uzupełnia krajowe dostawy, Indie są w bardzo dużym stopniu zależne od importu ze względu na słabą produkcję i jakość krajowych węgla koksowych.

Po stronie podaży pięciu największych eksporterów – Australia, Mongolia, USA, Rosja i Kanada – odpowiada za ponad 90% podaży węgla metalurgicznego na rynek międzynarodowy. Stąd też zdarzenia losowe związane z katastrofami górniczymi lub warunkami pogodowymi (szczególnie w Australii), ograniczające podaż przez głównych eksporterów, powodują niestabilność na rynku i duże wahania cen.

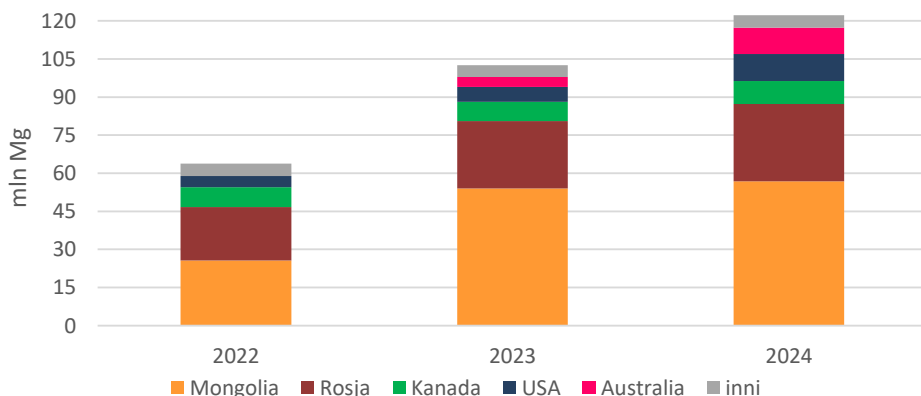
¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-7946-7241; e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl

1. Chiny

Australia, tradycyjnie największy dostawca węgla koksowego do Chin, odnotowała drastyczny spadek udziału w tym rynku. Pomimo wznowienia handlu między Australią a Chinami w 2023 roku, Chiny importowały z Australii niewielki tonaż (ok. 5 mln ton), znacznie poniżej historycznej średniej wynoszącej 31 mln ton w latach 2018–2020.

Dominującym dostawcą węgla koksowego do Chin została Mongolia. Import węgla koksowego z Mongolii gwałtownie wzrósł – z 25,6 mln ton w 2022 r. do prawie 54 mln ton w 2023 roku. Uruchomienie sieci kolejowej między Tavan Tolgoi w Mongolii Północnej a granicą chińską było przełomowe w 2023 roku. Rozpoczęcie budowy dwóch dodatkowych sieci kolejowych sygnalizuje ogromny potencjalny wzrost handlu między obydwojema krajami w przyszłości. Mongolia jest obecnie drugim co do wielkości światowym eksporterem węgla metalurgicznego po Australii, ale jej rola w handlu międzynarodowym jest ograniczona, ponieważ cały jej eksport trafia do Chin. Rosnący handel z Mongolią drogą lądową ograniczył udział Chin w handlu drogą morską. Ponieważ chińskie huty mierzą się z wąskimi marżami i słabym popytem krajowym, preferowanie bliższych, opłacalnych źródeł dostaw węgla będzie nadal zmieniać dynamikę handlu. W 2023 r. 78% chińskiego importu stanowił węgiel z Mongolii i Rosji.

W 2024 r. import węgla metalurgicznego do Chin wzrósł o 19% rok do roku, osiągając około 122 mln ton (rys. 1). Mongolia i Rosja, dwaj najwięksi dostawcy węgla koksowego do Chin, nadal zdominowali chiński rynek z udziałami odpowiednio 46 i 25%, mimo przywrócenia 3% cła na węgiel sprowadzany z krajów, z którymi Chiny nie mają umowy o wolnym handlu (cło nie obejmuje węgla z Australii, która posiada taką umowę).



Rys. 1. Chiński import węgla koksowego w latach 2022–2024

Źródło: na podstawie danych: CTI Platts, Coal statistics... Platts

Fig. 1. China coking coal imports 2022–2024

Import węgla z Australii wzrósł do 10 mln ton i ma potencjał wzrostu w roku 2025 zwłaszcza w aspekcie stosunków handlowych między USA i Chinami po wyborze Trumpa

w wyborach prezydenckich. Dostawy węgla ze Stanów Zjednoczonych mogą spaść, gdy Pekin odpowie na wzrosty ceł USA na chiński import, a tym samym ustąpi miejsca węglowi alternatywnego pochodzenia, zwłaszcza z Australii i Kanady. Chińskie cła importowe na węgiel koksowy z USA mają wzrosnąć 10 lutego 2025 r. z 3 do 18%. Jednak węgiel amerykański będzie konkurował z węglem australijskim w innych krajach Azji i Pacyfiku (Japonia, Malezja, Korea Południowa, Indie), gdzie może zostać przekierowany.

Od wielu lat silny wpływ Chin kształtował trendy cenowe i konsumpcyjne. Działania Chin zarówno na rynkach fizycznych, jak i instrumentów pochodnych mają znaczący wpływ na globalną dynamikę cen. Chiny nadal odgrywają kluczową rolę w określaniu cen spot, ich dynamika rynku jest ściśle monitorowana. Nieprzewidywalne zmiany w chińskiej polityce i dążenie do zmniejszenia zależności od importu węgla drogą morską mogą w dłuższej perspektywie spowodować, że wyznacznikiem światowych cen węgla metalurgicznego transportowanego drogą morską będą ceny CFR Indie (CTI Platts).

2. Indie

Prawie 46% stali w Indiach jest produkowane w technologii BF-BOF, ale krajowy węgiel może zaspokoić jedynie 10–12% popytu. Ze względu na problem jakości indyjskiego węgla koksowego, a także jego ograniczoną dostępność w kraju, indyjski przemysł stalowy jest w bardzo dużym stopniu zależny od importu węgla koksowego.

Ponieważ większość hut w Indiach produkuje stal przy użyciu wielkiego pieca, oczekuje się, że wzrost produkcji stali surowej w Indiach będzie korelował bezpośrednio z wyższym zużyciem węgla, tworząc możliwości dla eksporterów węgla koksowego na całym świecie.

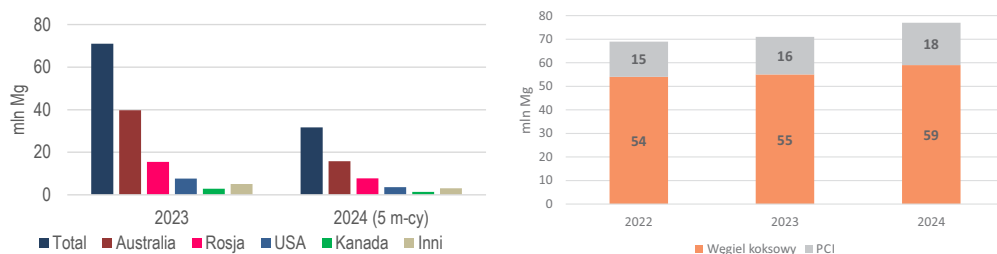
Indian Steel Association spodziewa się, że roczny import węgla metalurgicznego do Indii do 2030 r. wzrośnie z obecnych 70–75 mln ton do 120 mln ton, aby spełnić ambicje kraju dotyczące zwiększenia rocznej produkcji stali surowej do 300 mln ton (w tym 181 mln ton w oparciu o wielkie piece BF-BOF). Bardziej ostrożne prognozy zakładają, że indyjskie moce produkcyjne stali mogą osiągnąć około 200 milionów ton do 2025 r. i wzrosnąć do 240 mln ton w 2030 roku (CTI).

Indie wysunęły się na czołową pozycję w imporcie węgla drogą morską, a Australia jest największym dostawcą (40 mln ton w 2023 r.).

W strukturze jakościowej importowanych węgli metalurgicznych udział węgla koksowego typu hard przekracza 60%, a pozostała ilość stanowią węgle koksowe semi-soft oraz PCI (BigMint).

Import PCI przez huty wykazuje stały wzrost w celu kontrolowania kosztów. Rosja jest głównym dostawcą węgla PCI do Indii. Zużycie PCI na tonę surowki w BF ma potencjał wzrostu ze średniego poziomu 150–180 do 180–220 kg. Ponadto wszyscy wiodący dostawcy technologii i sprzętu projektują piece dla indyjskich nabywców z systemami wtryskowymi, które mogą łatwo zapewnić zużycie ponad 200 kg na tonę surowki.

Odbiorcy węgla koksowego w Indiach dążą do dywersyfikacji dostaw tego kluczowego dla przemysłu hutniczego surowca. Indie rozpoczną próbny import węgla koksowego z Mon-



Rys. 2. Indyjski import węgla metalurgicznego w latach 2022–2024

Źródło: na podstawie danych: BigMint

Fig. 2. India metallurgical coal imports 2023–2024

gologii. Dostawy trafiają do Indii przez chińskie porty, ale odbiorcy próbują znaleźć alternatywne trasy dostaw. Rozważany jest import mongolskiego węgla za pośrednictwem Rosji.

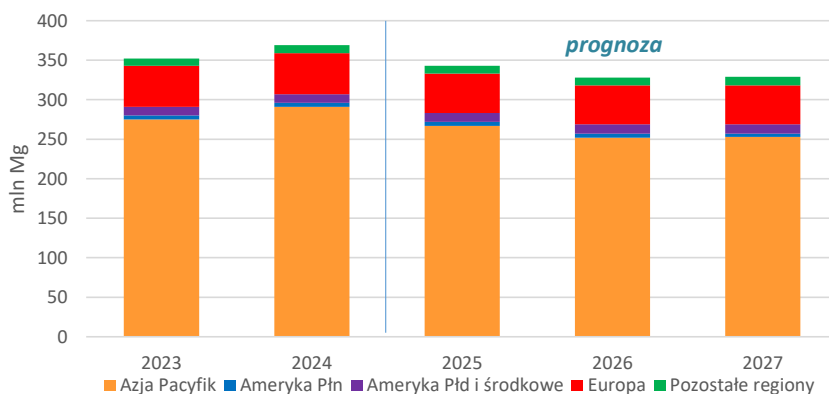
Perspektywy indyjskiego importu węgla metalurgicznego pozostają optymistyczne. Jednak wysiłki rządu mające na celu zwiększenie wykorzystania stosunkowo niskiej jakości krajowego węgla koksowego w mieszankach koksowniczych mają na celu zmniejszenie zależności od importu. Program zakłada inwestowanie w infrastrukturę i technologie w celu zwiększenia wydajności wydobycia i zdolności wzbogacania węgla oraz poprawę infrastruktury logistycznej i transportowej.

3. Krótkoterminowa prognoza dla rynku węgla metalurgicznych

Przedstawiona przez IEA (*International Energy Agency*) prognoza dla rynku węgla metalurgicznych opiera się na prognozach produkcji stali, oczekiwanym wzroście PKB i aktywności przemysłowej, a także przy założeniu, że wdrożenie innowacyjnych procesów produkcji stali z wykorzystaniem wodoru bez zużycia koksu będzie do 2027 roku ograniczone.

Wstępna ocena IEA pokazuje, w 2024 r. światowy handel węglem metalurgicznym wzrósł o 5% do 368 mln ton. Chiny ponownie odnotowały najsilniejszy wzrost importu ze 102 Mt w 2023 r. do 122 mln ton. Pomimo mniejszego popytu Chin na węgiel koksowy, wzrost importu został poparty niższą produkcją z głównych zakładów produkcji węgla w Shanxi, największej prowincji produkującej węgiel koksowy, ze względu na zaostrzone kontrole warunków bezpieczeństwa pracy.

W prognozie krótkoterminowej IAE zakłada, że globalny import węgla koksowego do 2027 r. zmniejszy się do 329 mln ton, za co odpowiedzialne będą głównie Chiny (rys. 3). Chiny planują zwiększenie krajowej produkcji węgla i zamierzają poddać recyklingowi więcej złomu stalowego, co obniży popyt na import węgla metalurgicznego. Jeśli krajowi uda się zwiększyć udział produkcji stali w piecach łukowych z obecnych 10 do 20%, to globalny stosunek między wielkim piecem BOF a produkcją EAF wyniesie około 65:35 w 2030 r. w porównaniu do 72:28 w roku 2023.



Rys. 3. Światowy import węgla metalurgicznego 2023–2027

Źródło: na podstawie Coal 2024; IEA

Fig. 3. World metallurgical coal imports, 2023–2027

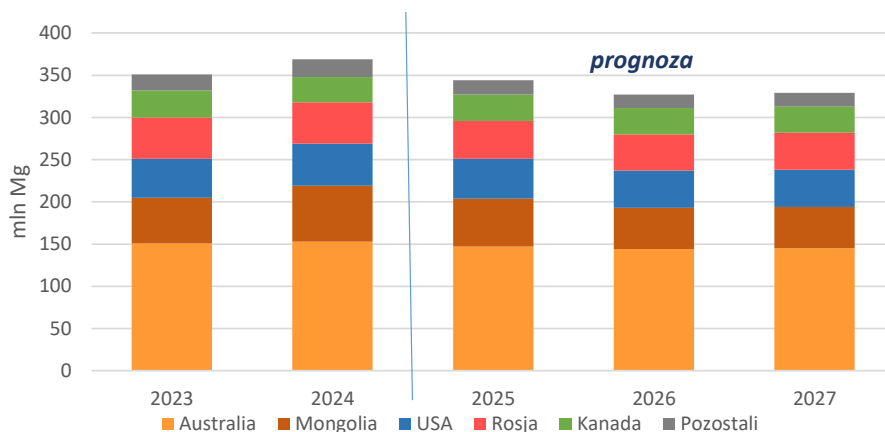
Eksperti spodziewają się, że popyt na stal w Chinach spadnie o około 5% w perspektywie do 2030 roku. Należy jednak mieć na uwadze, że pod koniec 2024 r. władze ChRL ogłosiły szereg decyzji z zakresu polityki gospodarczej, obejmujących m.in. obniżki stóp procentowych, stymulację rynku kapitałowego oraz rozluźnienie regulacji w sektorze nieruchomości. Ich wpływ na popyt na stal, a tym samym na popyt na węgiel koksowy, pozostaje niewiadomy.

Spadek importu zanotują również Korea Południowa, Japonia oraz Europa. Z kolei import indyjskiego węgla koksowego wzrośnie w obliczu ograniczonej dostępności krajowego węgla koksowego i rosnącego popytu. Indie zastępują Chiny jako główną siłę napędową wzrostu popytu.

Przy słabszym światowym popycie na węgiel importowany prognozowany jest spadek eksportu węgla metalurgicznego z Australii i Mongolii. Oczekuje się, że rosyjski eksport węgla kamiennego zmniejszy się o 10% w ciągu najbliższych trzech lat (rys. 4). Rosyjski handel węglem napotyka znaczne przeszkody w związku z zachodnimi sankcjami i trudnościami płatniczymi. Ponadto występują zakłócenia w logistyce transportu kolejowego na rosyjskim Dalekim Wschodzie. Potencjalne podwyżki taryf za kontenery kolejowe mogą dodatkowo wpłynąć na rosyjskie marże, a tym samym na opłacalność eksportu.

Rosyjski eksport będzie nadal podlegał skutkom konfliktu rosyjsko-ukraińskiego i wynikającym z niego sankcjom.

Pomimo obecnych wyzwań, długoterminowy popyt na australijski węgiel koksowy zwłaszcza typu hard, którego Australia jest głównym producentem, będzie stabilny, a oczekiwania dotyczące ożywienia zależą od rozwoju w przemyśle stalowym i potencjalnych zmian w polityce handlowej.



Rys. 4. Światowy eksport węgla metalurgicznego 2023–2027

Źródło: na podstawie Coal 2024; IEA

Fig. 4. World metallurgical coal exports 2023–2027

4. Krótkoterminowe prognozy cen

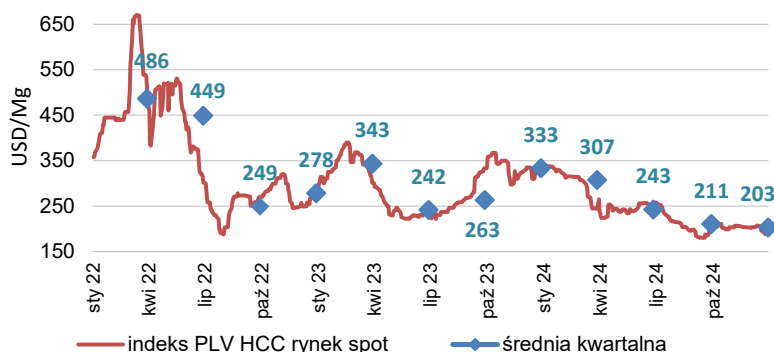
Handel węglem metalurgicznym odbywa się głównie za pośrednictwem kontraktów terminowych o ustalonych wolumenach. Użytkownicy końcowi, tacy jak huty stali, zazwyczaj kupują ładunki spot, gdy potrzebują dodatkowego węgla bez kontraktów, aby sprostać zapotrzebowaniu na produkcję stali.

Od II kwartału 2017 r. przy ustalaniu benchmarku kwartalnego zrezygnowano z dwustronnych negocjacji i wykorzystano nową formułę określającą cenę dla węgla hard premium (Premium HCC LV) w oparciu o trzy niezależne indeksy cenowe z rynku spot. Dla transakcji terminowych prowadzonych w oparciu o bieżące notowania spotowe najczęstszym wyznacznikiem jest The Steel Index. Cena referencyjna TSI Premium Hard Coking Coal LV jest obliczana jako średnia ważona indeksu FOB East Coast Port Australia dla eksportu australijskiego (Ozga-Blaschke 2017).

Rok 2024 charakteryzował się zdecydowanie mniejszą dynamiką krótkookresowych zmian cen w porównaniu do dwóch lat poprzednich. Węgiel metalurgiczny odnotował większe niż oczekiwano spadki cen od marca 2024 r. (rys. 5, 6). Pod koniec sierpnia ceny australijskiego węgla koksowniczego premium (PLV HCC) spadły poniżej 200 USD/Mg po raz pierwszy od dwóch lat. Utrzymujący się trend spadkowy spowodował, że średnia wartość indeksu TSI (PHCC) w IV kwartale 2024 była niższa o 34% w porównaniu z I kwartałem.

Spowolnienie wzrostu produkcji stali w krajach importujących, z wyjątkiem Indii, będzie nadal ograniczać popyt na węgiel metalurgiczny, a tym samym jego ceny w krótkim okresie. W efekcie prognozowany jest dalszy spadek cen w handlu międzynarodowym z poziomu ok. 240 USD/Mg (dla węgla PHCC) w roku 2024.

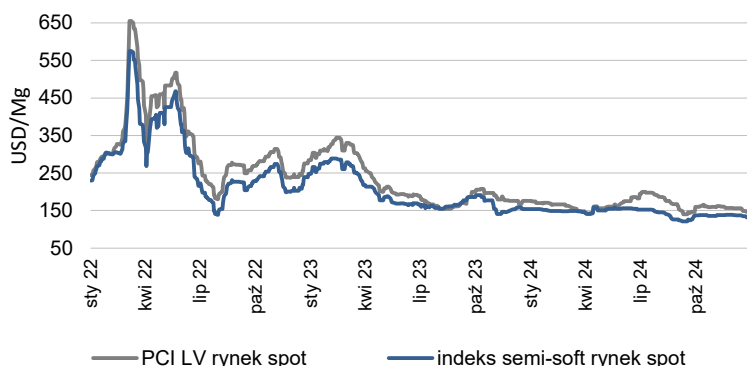
Australijski Departament Przemysłu, Nauki i Zasobów DISR w swoim kwartalnym raporcie (*Resources and Energy Quarterly*, December 2024) zauważa, że prognozy cen węgla



Rys. 5. Wahania indeksu TSI węgla kokсового Premium HCC w latach 2022–2024

Źródło: na podstawie danych CTI Platts

Fig. 5. Index TSI Premium HCC fluctuations, 2020–2024



Rys. 6. Wahania cen węgla semi-soft i PCI LV na rynku spot w latach 2022–2024

Źródło: na podstawie danych CTI Platts

Fig. 6. Price fluctuations of semi-soft and PCI LV coals on the spot market, 2022–2024

kokсового podlegają dużej zmienności, biorąc pod uwagę brak płynności rynku i możliwość zmian w przepływach handlowych stali w zależności od zmian w polityce geopolitycznej i handlowej. Prognozuje, że średnie ceny węgla kokсового Premium HCC wyniosą 211 USD/t w roku fiskalnym 2024/2025 (kończącym się w czerwcu 2025 r.) i 205 USD/t w roku fiskalnym 2025/2026.

Agencja Fitch Ratings przewiduje, że ceny węgla kokсового ustabilizują się około 190 USD/Mg w 2025 r., ze spadkiem do 180 USD/Mg w latach 2026 i 2027. Również National Australia Bank (NAB) przewiduje, że ceny spadną do 190 USD/t w 2025 r. i 180 USD/t w 2026 roku. Ciągły spadek chińskiego sektora nieruchomości, a także zaostrzenie warunków handlowych w odniesieniu do eksportu kraju, mogą ograniczyć przemysł stalowy, co doprowadzi do słabszego popytu na węgiel kokсовy i spadek jego cen.

Podsumowanie

Dyskusje na temat dynamiki rynku węgla koksowego w najbliższych latach obracają się głównie wokół kilku kluczowych tematów:

- ➔ Wpływy Chin – polityka gospodarcza, poziom produkcji i eksportu stali, efekt pakietów stymulujących gospodarkę, ruchy na krajowym rynku kontraktów terminowych, w szczególności DCE (*Dalian Commodity Exchange*), mające daleko idący wpływ na globalne ceny węgla.
- ➔ Rosnący popyt w Indiach – ekspansja przemysłowa i rozwój infrastruktury w połączeniu ze wzrostem sektora produkcji stali, rosnąca rola Indii jako kluczowego motoru napędowego wzrostu międzynarodowego handlu węglem metalurgicznym.
- ➔ Napięcia geopolityczne – stosunki handlowe USA-Chiny, zmiany w polityce handlowej a szczególnie nałożenie nowych cel.
- ➔ Wojna rosyjsko-ukraińska – trwają dyskusje na temat prawdopodobieństwa rozmów pokojowych, a konkretnie tego, czy doprowadziłyby one do zmiany międzynarodowych sankcji nałożonych na rosyjskich producentów. Zmiany polityki związane z wojną rosyjsko-ukraińską będą miały kluczowe znaczenie dla globalnych rynków węgla.

W perspektywie długoterminowej branża metalurgiczna musi się zmierzyć z wyzwaniami związanymi z emisjami dwutlenku węgla i wszystko wskazuje, że wodór będzie odgrywał główną rolę w dekarbonizacji tego sektora, pod warunkiem dostępności na dużą skalę taniej energii ze źródeł odnawialnych.

Systemy EAF dysponujące niezawodnymi dostawami złomu i zasilane energią odnawialną powinny być bardzo konkurencyjne. Wdrożenie na dużą skalę nowych technologii, które mają zapewnić przemysłowi końcowy poziom niskoemisyjny, takich jak np. DRI–EAF wykorzystujące ekologiczny wodór, czy też produkcja stali metodą elektrolizy, może zająć kilka dekad. W tym okresie stal będzie nadal wytwarzana w procesie BF-BOF, a to wymaga stabilnych dostaw węgla koksowego.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

- BigMint (formerly SteelMint/CoalMint). [Online] www.bigmint.co/insights [Dostęp: 12.12.2024].
- Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – S&P Global Commodity Insight (Editions from the years 2023–2024).
- Coal Trader International, Platts S&P Global Commodity Insights.
- DISR Australian Government – Resources and Energy Quarterly, December 2024. [Online] www.industry.gov.au [Dostęp: 12.12.2024].
- Fitch Ratings – Metals and Mining Price Assumptions. [Online] www.fitchratings.com [Dostęp: 12.12.2024].
- International Energy Agency – Coal 2024. Analysis and forecast to 2027. [Online] <https://www.iea.org/reports/coal-2022> [Dostęp: 12.12.2024].
- NAB Group Economics – Minerals & Energy Outlook: December 2024. [Online] <https://business.nab.com.au> [Dostęp: 12.12.2024].
- Ozga-Blaschke, U. 2017 – Ewolucja mechanizmu cenowego na międzynarodowym rynku węgla metalurgicznych. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 98, s. 65–75.

Międzynarodowy rynek węgla koksowego

Słowa kluczowe: węgiel metalurgiczny, import, eksport, ceny

Streszczenie: Wydarzenia krótkoterminowe, takie jak zakłócenia w dostawach w Australii, zmiany w przepływach handlowych i sankcje wobec Rosji, nadal utrzymują niestabilność rynków węgla metalurgicznego.

W ostatnich latach przepływy handlowe na międzynarodowym rynku węgla koksowego ulegały przetasowaniom spowodowanym sankcjami nałożonymi na Rosję oraz wprowadzeniem przez Chiny w październiku 2020 r. nieformalnego zakazu importu węgla australijskiego. Australia była w stanie znaleźć innych klientów, aby zastąpić brak chińskich nabywców w 2021 i 2022 roku, sprzedając więcej węgla do Japonii, Korei Płdniowej, Indii oraz na rynku atlantyckim. Zdyskontowane ładunki węgla rosyjskiego, które nie mogły trafić do Europy, zostały przekierowane głównie do Chin i do Indii.

Przyszłość handlu węglem metalurgicznym zostanie określona przez dwóch największych importerów – Chiny i Indie. Indie będą głównym motorem wzrostu popytu, ponieważ kraj ten dąży do prawie dwukrotnego wzrostu mocy produkcyjnych stali do 2030 r., a większość ekspansji ma być oparta na technologii wielkopiecowej. Obecnie oczekuje się, że indyjski import węgla metalurgicznego wzrośnie w 2025 r. do 84 mln ton (z 71 mln ton w roku 2023). Chiński import węgla metalurgicznego może spadać ze względu na sytuację branży stalowej, ponadto producenci stali zamierzają zwiększyć produkcję stali EAF z wykorzystaniem większych ilości złomu, a już teraz budują zakłady DRI na skalę komercyjną.

Zmienność cen węgla koksowego jest również poważnym problemem, nawet w okresach, gdy dostawy z Australii są zwykle wyższe przy braku ekstremalnych warunków pogodowych. Jak zawsze, silny wpływ Chin ukształtował trendy cenowe i konsumpcyjne.

W rozdziale przedstawiono bieżącą sytuację na międzynarodowym rynku węgla metalurgicznego oraz prognozy krótkoterminowe dotyczące popytu i cen węgla w handlu drogą morską.

International coking coal market

Keywords: metallurgical coal, import, export, prices

Abstract: Short-term events such as supply disruptions in Australia, changes in trade flows and sanctions against Russia continue to keep metallurgical coal markets volatile.

Trade flows in the international coking coal market have been volatile in recent years due to sanctions on Russia and China's October 2020 informal ban on Australian coal imports. Australia has been able to find other buyers to replace the lack of Chinese buyers in 2021 and 2022, selling more coal to Japan, South Korea, India and the Atlantic. Discounted Russian coal cargoes that could not reach Europe have been redirected primarily to China and India.

The future of metallurgical coal trade will be determined by the two largest importers, China and India. India will be the main driver of demand growth as the country aims to almost double its steel production capacity by 2030, with much of the expansion expected to be based on blast furnace technology. India's metallurgical coal imports are currently expected to rise to 84 million tonnes in 2025 (from 71 million tonnes in 2023). China's metallurgical coal imports may be declining due to the steel industry, and steelmakers are looking to increase EAF steel production using larger amounts of scrap, and are already building commercial-scale DRI plants.

Coking coal price volatility is also a major concern, even during periods when Australian supplies are typically higher in the absence of extreme weather. As always, the strong influence of China has shaped price and consumption trends.

This paper reviews the current situation in the international metallurgical coal market and provides a short-term outlook for seaborne coal demand and prices.

Monika PEŁOWSKA¹

Analiza transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w kontekście dekarbonizacji i neutralności klimatycznej

Wprowadzenie

Transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce jest kluczowym elementem w kontekście dekarbonizacji gospodarki oraz dążenia do neutralności klimatycznej. W obliczu rosnących wymagań dotyczących ochrony środowiska oraz globalnych trendów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, Polska musi zmierzyć się z wyzwaniami związanymi z uzależnieniem od węgla jako głównego źródła energii. Węgiel kamienny, mimo że stanowi istotny element polskiego miks energetycznego, przyczynia się do znacznych emisji CO₂, co stawia przed sektorem górnictwa konieczność przeprowadzenia głębokich reform. Celem niniejszego opracowania jest analiza transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem aspektów ekonomicznych, technologicznych oraz społecznych, które mogą wpłynąć na proces dekarbonizacji i osiągnięcie neutralności klimatycznej.

Analizując kontekst historyczny i obecny stan sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, możemy stwierdzić, że górnictwo węgla kamiennego w naszym kraju ma długą i złożoną historię. Jego początki sięgają XIX wieku, kiedy to węgiel stał się jednym z kluczowych surowców dla rozwoju przemysłowego kraju. W ciągu ostatnich dwóch stuleci sektor ten przeszedł wiele zmian i transformacji, które były odpowiedzią na ewoluujące warunki gospodarcze, technologiczne oraz społeczne. Węgiel kamienny, jako główne źródło energii, odegrał fundamentalną rolę w kształtowaniu polskiej gospodarki, a jego znaczenie wzrosło w okresie powojennym, kiedy to przemysł węglowy stał się jednym z filarów odbudowy kraju (Woźniak i Pactwa 2018). W latach 70. i 80. XX wieku Polska

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-9150-7525; e-mail: monika@min-pan.krakow.pl

była i nadal jest jednym z największych producentów węgla kamiennego w Europie, co przyczyniło się do znacznego wzrostu zatrudnienia w tym sektorze. Jednakże po transformacji ustrojowej w 1989 roku górnictwo węgla kamiennego zaczęło borykać się z wieloma problemami, takimi jak nadprodukcja, niskie ceny węgla na rynkach światowych oraz rosnące koszty wydobywania. W wyniku tych trudności wiele kopalń zostało zamkniętych, co doprowadziło do znacznego spadku zatrudnienia oraz destabilizacji lokalnych rynków pracy (Gawlik 2017a).

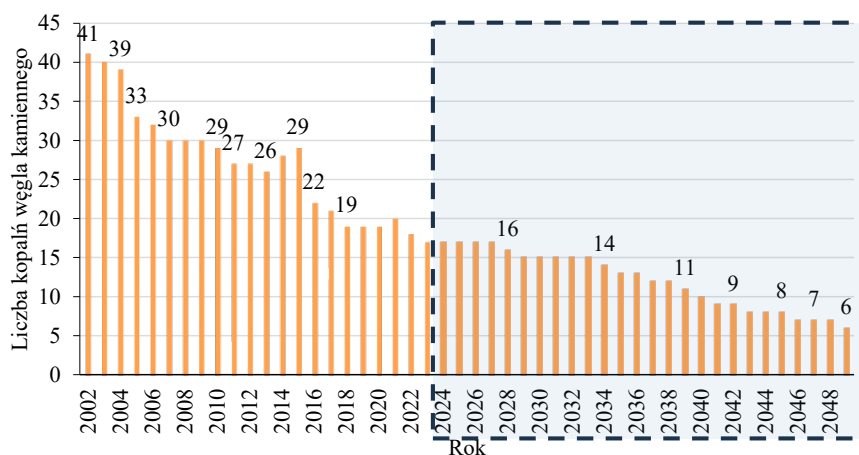
Obecnie węgiel kamienny, zarówno energetyczny, jak i koksowy, stanowi fundament polskiego rynku surowcowego. Analiza zmian w strukturze polskiej gospodarki, ze szczególnym naciskiem na sektor górnictwa węgla kamiennego i brunatnego oraz ich rolę i znaczenie dla krajowej gospodarki, jest często podejmowanym tematem w polskich publikacjach naukowych (Kawecka-Wyrzykowska 2022; Grudziński 2023; Stala-Szlugaj 2023).

Obecnie sektor górnictwa węgla kamiennego w Polsce stoi przed nowymi wyzwaniami, które są związane z globalnymi trendami dekarbonizacji oraz rosnącymi wymaganiami dotyczącymi ochrony środowiska. Węgiel kamienny, mimo że nadal stanowi istotny element polskiego miksu energetycznego, przyczynia się do znacznych emisji gazów cieplarnianych, co stawia przed sektorem konieczność przeprowadzenia głębokich reform. W 2020 roku węgiel kamienny odpowiadał za około 70% produkcji energii elektrycznej w Polsce, co czyni go kluczowym źródłem energii, ale jednocześnie stawia Polskę w trudnej sytuacji w kontekście realizacji celów klimatycznych Unii Europejskiej (Gawlik 2017b). Od początku XXI wieku kraje Unii Europejskiej podejmują działania dekarbonizacyjne mające na celu zastąpienie paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej (Malec 2024). W odpowiedzi na te wyzwania polski rząd przyjął szereg strategii mających na celu transformację sektora górnictwa węgla kamiennego. W ramach polityki energetycznej zaplanowano stopniowe ograniczanie wydobywania węgla oraz zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym kraju. W 2021 roku Polska zobowiązała się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, co wymagać będzie znacznych inwestycji w technologie niskoemisyjne oraz modernizację istniejących instalacji (Tobór-Osadnik i in. 2023).

Władze rządowe, we współpracy ze związkami zawodowymi reprezentującymi górników, uzgodniły i podpisały dokument określający harmonogram zamykania kopalń węgla kamiennego w Polsce. Zgodnie z tym porozumieniem, całkowite zakończenie działalności wydobywczej przewidziano na koniec 2049 roku. Wstępny harmonogram transformacji sektora górniczego, zawarty w załączniku do tego dokumentu, przedstawia szczegółowy plan zamykania poszczególnych kopalń. Na podstawie porozumienia zawartego między związkami zawodowymi górników a stroną rządową opracowano wykres ilustrujący stopniowy spadek liczby kopalń w kolejnych latach (rys. 1).

Można zauważyć, że liczba pracowników zatrudnionych w górnictwie węgla kamiennego systematycznie maleje. Od osiągnięcia najwyższego poziomu zatrudnienia po roku 2007, które miało miejsce w 2009 roku i wyniosło ponad 120 tysięcy osób, do 2022 roku liczba ta zmniejszyła się do ponad 74 tysięcy osób (rys. 2).

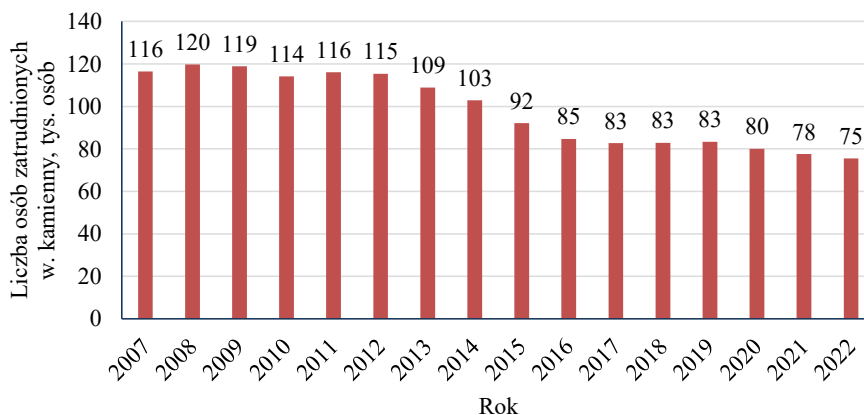
W sytuacji ograniczenia lub likwidacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce, krajowa gospodarka będzie musiała zmierzyć się ze wzrostem bezrobocia albo koniecznością przekwalifikowania zatrudnionych osób (Pełowska 2024).



Rys. 1. Prognozowane zmniejszenie liczby funkcjonujących kopalń państwowych, z uwzględnieniem ustaleń zawartych w Umowie społecznej

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Umowa Społeczna 2021)

Fig. 1. Expected decline in the number of active state-owned mines, including the provisions of the Social Agreement



Rys. 2. Zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego w latach 2007–2022

Źródło: opracowanie własne na podstawie: ARP SA (2023a)

Fig. 2. Number of people employed in hard coal mining in 2007–2022

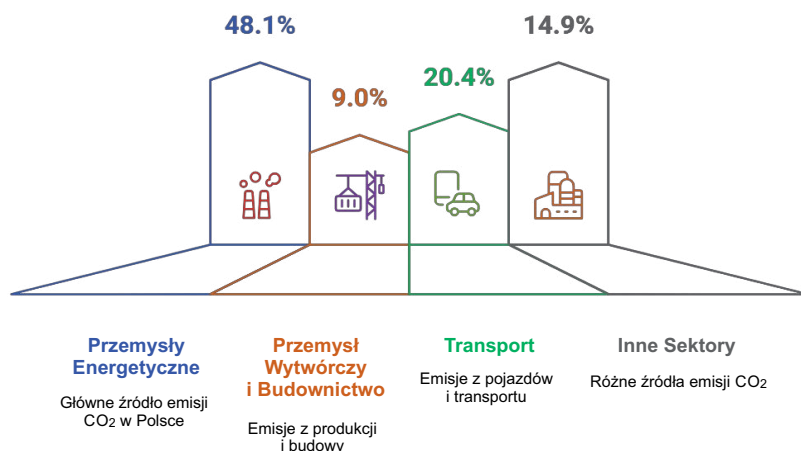
Warto również zauważyć, że transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce nie może odbywać się w izolacji. Współpraca z innymi krajami, które przeszły podobne procesy, może dostarczyć cennych wskazówek dotyczących najlepszych praktyk w zakresie restrukturyzacji górnictwa. Przykłady z Niemiec, gdzie sektor węgla kamiennego przeszedł znaczną transformację, mogą być inspiracją dla polskich decydentów w zakresie wdrażania innowacyjnych rozwiązań technologicznych oraz polityk społecznych, które zminimalizują

negatywne skutki transformacji dla lokalnych społeczności. W kontekście obecnego stanu sektora warto również zwrócić uwagę na kwestie związane z bezpieczeństwem pracy oraz ochroną środowiska. W ciągu ostatnich kilku lat polski sektor górnictwa węgla kamiennego zainwestował w poprawę warunków pracy oraz w technologie mające na celu redukcję emisji metanu, który jest jednym z głównych gazów cieplarnianych emitowanych przez kopalnie (Patyńska 2013; Dreger i Kędzior 2021). Wprowadzenie nowoczesnych systemów monitorowania oraz zarządzania ryzykiem może przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa w górnictwie oraz ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko (Jonek-Kowalska 2019). Podsumowując, sektor górnictwa węgla kamiennego w Polsce znajduje się w kluczowym momencie swojej historii. W obliczu rosnących wymagań dotyczących ochrony środowiska oraz globalnych trendów dekarbonizacji konieczne jest podjęcie zdecydowanych działań w celu modernizacji tego sektora. Transformacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce wymaga nie tylko innowacyjnych rozwiązań technologicznych, ale także zaangażowania lokalnych społeczności oraz wsparcia ze strony polityki publicznej, co pozwoli na zminimalizowanie negatywnych skutków transformacji oraz zapewnienie zrównoważonego rozwoju regionów górniczych.

1. Wyzwania związane z dekarbonizacją sektora górnictwa węgla kamiennego

Proces i działania dekarbonizacyjne sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wiążą się z wieloma wyzwaniami, w tym z koniecznością redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz transformacji technologicznej. Węgiel kamienny, zarówno w postaci energetycznej, jak i koksowej, wciąż pozostaje podstawowym surowcem na polskim rynku surowcowym (Malc 2022). Węgiel kamienny, jako jedno z głównych źródeł energii, jest odpowiedzialny za znaczną część emisji gazów cieplarnianych w Polsce. Jak podaje KOBIZE głównym źródłem emisji ditlenku węgla jest podkategoria *Spalanie Paliw*, która stanowiła 92,4% w całkowitej emisji CO₂ w roku 2021 (KOBIZE 2023). Udziały w całkowitej emisji CO₂ głównych podkategorii wchodzących w skład kategorii *Spalanie Paliw* zaprezentowano na rysunku 3.

W związku z tym, konieczne jest wdrażanie innowacyjnych technologii, które pozwolą na ograniczenie emisji, takich jak składowanie i wychwytywanie ditlenku węgla oraz zwiększenie efektywności energetycznej (Sobczyk 2022). W kontekście dekarbonizacji, istotnym wyzwaniem jest również zarządzanie emisjami metanu, które są znaczącym problemem w górnictwie węgla kamiennego. Metan, jako gaz cieplarniany, ma znacznie większy potencjał ocieplenia atmosfery niż CO₂, co czyni jego kontrolę kluczowym elementem strategii dekarbonizacji. W Polsce emisje metanu z kopalń węgla kamiennego są znaczące, a ich redukcja wymaga zastosowania nowoczesnych technologii, takich jak systemy odmetanowania oraz efektywne zarządzanie gazem (Woźniak i Pactwa 2018). Dodatkowo, sektor górnictwa musi zmierzyć się z rosnącymi wymaganiami regulacyjnymi, które nakładają na niego obowiązki związane z ochroną środowiska. W ramach polityki klimatycznej Unii Europejskiej, Polska jest zobowiązana do redukcji emisji gazów cieplarnianych, co wymaga od sektora górnictwa węgla kamiennego dostosowania się do nowych norm i standardów. Wprowadzenie regulacji

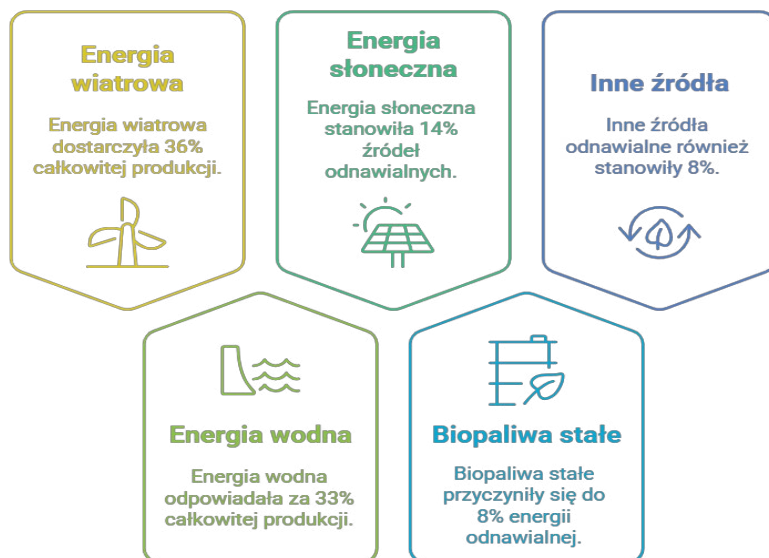


Rys. 3. Udziały w całkowitej emisji CO₂ głównych podkategorii wchodzących w skład kategorii *Spalanie Paliw* w 2021 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie: KOBIZE (2023)

Fig. 3. Shares in total CO₂ emissions of the main subcategories included in the Fuel Combustion category in 2021

dotyczących emisji oraz zachęt finansowych dla przedsiębiorstw inwestujących w technologie niskoemisyjne może przyspieszyć proces transformacji sektora. Wyzwania związane z dekarbonizacją sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce są również związane z aspektami społecznymi. Wiele regionów górniczych boryka się z problemami ekonomicznymi, a transformacja sektora może prowadzić do utraty miejsc pracy. Dlatego kluczowe jest zaangażowanie lokalnych społeczności w procesy decyzyjne oraz zapewnienie wsparcia dla pracowników sektora węgla, którzy mogą stracić swoje miejsca pracy w wyniku transformacji (Khomenko i in. 2021). W kontekście globalnym, Polska musi również brać pod uwagę zmieniające się warunki rynkowe oraz rosnącą konkurencję ze strony odnawialnych źródeł energii. Wzrost znaczenia energii odnawialnej oraz postępująca dekarbonizacja w innych krajach stawiają przed polskim sektorem górnictwa dodatkowe wyzwania, które wymagają innowacyjnych rozwiązań i restrukturyzacji (Gao 2023). Z danych podawanych przez Eurostat wynika, że w 2020 roku energia wiatrowa i wodna stanowiły łącznie ponad dwie trzecie całkowitej energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej. Energia wiatrowa dostarczała 36% całkowitej produkcji, podczas gdy energia wodna odpowiadała za 33%. Pozostała jedna trzecia energii odnawialnej pochodziła z innych źródeł, w tym energii słonecznej, biopaliw stałych oraz innych źródeł odnawialnych (rys. 4). W przypadku Polski głównym źródłem OZE jest energia wiatrowa, która jest stale rozbudowywana. Polska posiada korzystne warunki do wykorzystania energii wiatrowej, szczególnie w regionach nadmorskich oraz na obszarach o dużych otwartych przestrzeniach. W ciągu ostatnich dwóch dekad liczba farm wiatrowych w Polsce znacznie wzrosła, co przyczyniło się do zwiększenia udziału energii wiatrowej w krajowym miksie energetycznym. Według danych z 2022 roku, energia wiatrowa stanowiła około 15% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce, co czyni ją najważniejszym źródłem OZE w kraju (Dunal i Płaziak 2014).



Rys. 4. Źródła energii odnawialnej w Unii Europejskiej
Źródło: opracowanie własne na podstawie: Eurostat (2023)

Fig. 4. Renewable energy sources in the European Union

Podsumowując, dekarbonizacja sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce to złożony proces, który wymaga zintegrowanego podejścia obejmującego aspekty technologiczne, regulacyjne oraz społeczne. Wdrożenie innowacyjnych technologii, efektywne zarządzanie emisjami gazów cieplarnianych oraz zaangażowanie lokalnych społeczności są kluczowe dla sukcesu transformacji sektora.

1.1. Polityka energetyczna i plan dekarbonizacji w kontekście PEP2040 i Kapeik

W procesie transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce kluczową rolę odgrywają dokumenty strategiczne, takie jak Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040) oraz Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (Olkuski i Grudziński 2019; KPEiK 2019; Wiśniewska i in. 2020; PEP2040 2021; Ballak 2022; KPEiK 2024). PEP2040 wyznacza długoterminowe cele dla polskiego sektora energetycznego, dążąc do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii, poprawy efektywności energetycznej oraz realizacji celów neutralności klimatycznej do 2050 roku. Zgodnie z PEP2040, Polska planuje stopniowe ograniczanie wydobycia węgla kamiennego, przy jednoczesnym rozwoju technologii niskoemisyjnych oraz odnawialnych źródeł energii, co ma na celu zmniejszenie zależności od paliw kopalnych i poprawę jakości powietrza.

Kapeik natomiast stanowi szczegółowy plan działań na poziomie krajowym, który ma na celu realizację ambitnych celów klimatycznych UE, w tym zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku. Zgodnie z tym planem, Polska zobowiązała się do

przeprowadzenia transformacji sektora energetycznego, w tym górnictwa, z uwzględnieniem aspektów społecznych i ekonomicznych, aby minimalizować skutki zmian dla zatrudnionych w przemyśle węglowym oraz dla regionów górniczych. Dokument ten przewiduje m.in. rozwój zielonej energii, inwestycje w innowacyjne technologie, takie jak wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS), a także wsparcie dla regionów górniczych w procesie restrukturyzacji.

Realizacja celów PEP2040 oraz Kapeik wymaga silnej współpracy rządu, samorządów, przedsiębiorstw oraz organizacji społecznych. Ponadto, te plany stanowią fundament długoterminowej polityki energetycznej Polski, której celem jest zapewnienie bezpiecznej i zrównoważonej transformacji energetycznej, uwzględniającej równocześnie ochronę środowiska oraz potrzeby społeczne. Zgodnie z zapisami PEP2040, stopniowa likwidacja kopalń węgla kamiennego w Polsce jest jednym z kluczowych elementów tego procesu, a zakończenie działalności wydobywczej planowane jest na 2049 rok, co stanowi punkt wyjścia do dalszego rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii i niskoemisyjnych technologii w Polsce.

2. Możliwości i strategie transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego

Aby skutecznie przeprowadzić transformację sektora górnictwa węgla kamiennego, Polska musi przyjąć zróżnicowane strategie, które uwzględnią zarówno aspekty ekonomiczne, jak i społeczne. Wprowadzenie nowych technologii, takich jak automatyzacja i cyfryzacja procesów wydobywczych, może przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji oraz zwiększenia efektywności (Wu i in. 2022). Automatyzacja procesów wydobywczych nie tylko zwiększa wydajność, ale także poprawia bezpieczeństwo pracy, co jest kluczowe w kontekście wysokiego ryzyka związanego z górnictwem. Wdrożenie inteligentnych systemów zarządzania, które monitorują i optymalizują procesy wydobywcze, może przyczynić się do znacznego zmniejszenia kosztów operacyjnych oraz emisji zanieczyszczeń. Dodatkowo, zastosowanie technologii takich jak Internet Rzeczy (IoT) oraz systemy cyberfizyczne w procesach wydobywczych pozwala na monitorowanie i optymalizację procesów w czasie rzeczywistym. Przykłady zastosowania platform IoT w przedsiębiorstwach pokazują, że mogą one wspierać cyfryzację oraz przyczyniać się do lepszego zarządzania zasobami i procesami produkcyjnymi, co skutkuje obniżeniem kosztów operacyjnych (Such-Pyrgiel i Rosińska-Wielec 2024). W kontekście wydobywania węgla, badania wskazują, że efektywność wydobywania jest ściśle związana z zastosowaniem nowoczesnych technologii, które mogą znacząco zmniejszyć koszty związane z urabianiem skały płonnej (Kopacz 2015). Ponadto, kluczowe jest zaangażowanie lokalnych społeczności w procesy decyzyjne oraz zapewnienie wsparcia dla pracowników sektora węgla, którzy mogą stracić swoje miejsca pracy w wyniku transformacji (Sun i in. 2024). Współpraca z organizacjami społecznymi oraz lokalnymi władzami może pomóc w identyfikacji potrzeb i oczekiwań społeczności, co jest niezbędne do skutecznego wdrożenia strategii transformacyjnych. Programy szkoleniowe i przekwalifikowania dla pracowników sektora górnictwa mogą zminimalizować negatywne skutki transformacji, a także przyczynić się do rozwoju nowych umiejętności, które będą potrzebne w zrównoważonej gospodarce (Sun 2024). Współpraca z innymi krajami, które przeszły podobne procesy, może

dostarczyć cennych wskazówek dotyczących najlepszych praktyk w zakresie restrukturyzacji górnictwa (Oei i in. 2019). Przykłady z Niemiec, gdzie sektor węgla kamiennego przeszedł znaczną transformację, mogą być inspiracją dla polskich decydentów w zakresie wdrażania innowacyjnych rozwiązań technologicznych oraz polityk społecznych, które zminimalizują negatywne skutki transformacji dla lokalnych społeczności. Niemieckie doświadczenia pokazują, że kluczowe znaczenie ma nie tylko technologia, ale także odpowiednie wsparcie finansowe i polityczne, które umożliwi regionom górniczym adaptację do nowych warunków. Dodatkowo, Polska powinna rozważyć rozwój strategii dotyczących zrównoważonego wykorzystania zasobów oraz efektywności energetycznej, co może przyczynić się do zmniejszenia zależności od węgla kamiennego. Inwestycje w odnawialne źródła energii oraz technologie niskoemisyjne mogą stać się kluczowym elementem transformacji sektora górnictwa, a także przyczynić się do poprawy jakości powietrza i zdrowia publicznego. Podsumowując, transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wymaga zintegrowanego podejścia, które uwzględnia zarówno aspekty technologiczne, jak i społeczne. Wdrożenie innowacyjnych technologii, zaangażowanie lokalnych społeczności oraz współpraca międzynarodowa są kluczowe dla sukcesu transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego.

3. Rola polityki publicznej w transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego

Polityka publiczna odgrywa kluczową rolę w procesie transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego. Rządowe wsparcie dla innowacji technologicznych, a także programy szkoleniowe dla pracowników mogą przyczynić się do zminimalizowania negatywnych skutków społecznych związanych z dekarbonizacją (Khalid i in. 2021). Wprowadzenie regulacji dotyczących emisji gazów cieplarnianych oraz zachęt finansowych dla przedsiębiorstw inwestujących w odnawialne źródła energii może przyspieszyć proces transformacji (Han i in. 2016). Przykładowo, badania wykazały, że wzrost zachęt finansowych prowadzi do zwiększenia adopcji technologii odnawialnych, co może być kluczowe dla zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego w Polsce. Dodatkowo ważne jest, aby polityka energetyczna kraju była spójna z celami Unii Europejskiej w zakresie neutralności klimatycznej, co wymaga współpracy na poziomie międzynarodowym (Ijaz i in. 2020). Współpraca ta może obejmować wymianę doświadczeń oraz najlepszych praktyk w zakresie transformacji energetycznej, co jest szczególnie istotne w kontekście globalnych wysiłków na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych. Przykłady z innych krajów, które skutecznie zrealizowały procesy dekarbonizacji, mogą dostarczyć cennych wskazówek dla polskich decydentów (Blackley i in. 2016). W kontekście transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego, kluczowe znaczenie ma również zapewnienie wsparcia dla społeczności lokalnych, które mogą być dotknięte skutkami zamykania kopalń oraz zmniejszania wydobycia węgla (Dubieński i Turek 2014). Polityka publiczna powinna obejmować programy wsparcia dla pracowników sektora górnictwa, które pomogą im w przekwalifikowaniu się i znalezieniu nowych miejsc pracy w zrównoważonym sektorze energetycznym. Wspieranie lokalnych inicjatyw oraz inwestycji w odnawialne źródła energii może przyczynić się do rozwoju nowych miejsc pracy oraz poprawy jako-

ści życia w regionach górniczych. Warto również zauważyć, że polityka publiczna powinna uwzględniać aspekty zdrowotne związane z pracą w górnictwie. Wprowadzenie regulacji dotyczących ochrony zdrowia pracowników, takich jak monitoring zdrowia oraz programy prewencyjne, może pomóc w zminimalizowaniu ryzyka wystąpienia chorób zawodowych, jak np. pylica płuc (Batoool i in. 2020). Zwiększenie świadomości na temat zagrożeń zdrowotnych związanych z pracą w górnictwie oraz promowanie zdrowych praktyk w miejscu pracy są kluczowe dla poprawy warunków życia pracowników (Zhou i in. 2024). Podsumowując, polityka publiczna ma kluczowe znaczenie dla skutecznej transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Wsparcie dla innowacji technologicznych, programy szkoleniowe dla pracowników, współpraca międzynarodowa oraz dbałość o zdrowie pracowników to elementy, które mogą przyczynić się do zrównoważonego rozwoju sektora i minimalizacji negatywnych skutków dekarbonizacji.

Podsumowanie i wnioski

Transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce jest niezbędna w kontekście dekarbonizacji i dążenia do neutralności klimatycznej. W obliczu rosnących wymagań dotyczących ochrony środowiska oraz globalnych trendów w zakresie redukcji emisji, Polska musi podjąć zdecydowane kroki w celu modernizacji swojego sektora górnictwa. Kluczowe jest wdrażanie innowacyjnych technologii, zaangażowanie lokalnych społeczności oraz wsparcie ze strony polityki publicznej. Współpraca z innymi krajami oraz wymiana doświadczeń mogą przyczynić się do skutecznej transformacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce. W kontekście dekarbonizacji, Polska stoi przed wieloma wyzwaniami, w tym koniecznością redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz transformacji technologicznej.

Węgiel kamienny, jako jedno z głównych źródeł energii, jest odpowiedzialny za znaczną część emisji gazów cieplarnianych w Polsce. W związku z tym, konieczne jest wdrażanie innowacyjnych technologii, które pozwolą na ograniczenie emisji, takich jak wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla oraz zwiększenie efektywności energetycznej. Dodatkowo, sektor górnictwa musi zmierzyć się z rosnącymi wymaganiami regulacyjnymi, które nakładają na niego obowiązki związane z ochroną środowiska. Wnioski płynące z analizy wskazują, że przyszłość sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce zależy od zdolności do adaptacji do zmieniających się warunków rynkowych oraz regulacyjnych, a także od umiejętności wykorzystania dostępnych zasobów w sposób zrównoważony. Wspieranie lokalnych inicjatyw oraz inwestycji w odnawialne źródła energii może przyczynić się do rozwoju nowych miejsc pracy oraz poprawy jakości życia w regionach górniczych. Ważne jest również, aby polityka publiczna była spójna z celami Unii Europejskiej w zakresie neutralności klimatycznej, co wymaga współpracy na poziomie międzynarodowym. Przykłady z innych krajów, które skutecznie zrealizowały procesy dekarbonizacji, mogą dostarczyć cennych wskazówek dla polskich decydentów.

Podsumowując, transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wymaga zintegrowanego podejścia, które uwzględnia zarówno aspekty technologiczne, jak i spo-

łączne. Wdrożenie innowacyjnych technologii, zaangażowanie lokalnych społeczności oraz wsparcie ze strony polityki publicznej są kluczowe dla zrównoważonego rozwoju sektora i minimalizacji negatywnych skutków dekarbonizacji.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

- ARP 2023a – Agencja Rozwoju Przemysłu SA (2023). Polski rynek węgla. Raport Stan zatrudnienia. Katowice.
- Ballak, M. 2022 – Wyzwania polityki energetycznej Polski do 2040 roku. [W:] Świątek M. red., *Wybrane przyrodnicze i prawno-administracyjne aspekty energetyki odnawialnej w Polsce*, s. 61–82, Szczecin.
- Batool i in. 2020 – Batool, A., Naveed, N., Aslam, M., Silva, J. i Rehman, M. 2020 – Coal dust-induced systematic hypoxia and redox imbalance among coal mine workers. *Acs Omega* 5(43), s. 28204–28211, DOI: 10.1021/acsomega.0c03977.
- Blackley i in. 2016 – Blackley, D., Crum, J., Halldin, C., Storey, E. i Laney, A. 2016. Resurgence of progressive massive fibrosis in coal miners – eastern kentucky. *MMWR Morbidity and Mortality Weekly Report* 65(49), s. 1385–1389, DOI: 10.15585/mmwr.mm6549a1.
- Dreger, M. i Kędzior, S. 2021 – Methane emissions against the background of natural and mining conditions in the Budryk and Pniówek mines in the Upper Silesian Coal Basin (Poland). *Environmental Earth Sciences* 80(22), DOI: 10.1007/s12665-021-10063-4.
- Dubiński, J. i Turek, M. 2014 – Chances and threats of hard coal mining development in Poland – the results of experts research. *Archives of Mining Sciences* 59(2), DOI: 10.2478/amsc-2014-0028.
- Dunal, P. i Płaziak, M. 2014 – Wpływ kryzysu gospodarczego na politykę klimatyczną Unii Europejskiej i jej konsekwencje dla polskiego przemysłu energetycznego oraz zagospodarowania przestrzennego Polski. *Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego* (27), s. 236–255.
- Eurostat 2023 – Renewable energy statistics: Wind and water provide most renewable electricity; solar is the fastest-growing energy source. [Online] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Wind_and_water_provide_most_renewable_electricity.3B_solar_is_the_fastest-growing_energy_source [Dostęp: 30.10.2024].
- Gao, H. 2023 – Experimental study on the effect of freeze-thaw cycles on the mechanical and permeability characteristics of coal. *Sustainability* 15(16), DOI: 10.3390/su151612598.
- Gawlik, L. 2017a – Opportunities and threats for hard coal mining in Poland. *Humanities and Social Sciences* 24, DOI: 10.7862/rz.2017.hss.20.
- Gawlik, L. 2017b – The polish power industry in energy transformation process. *Mineral Economics* 31(1–2), s. 29–237, DOI: 10.1007/s13563-017-0128-5.
- Grudziński, Z. 2023 – Rynek węgla kamiennego energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 111, s. 7–19, DOI: 10.33223/zn/2023/01.
- Han i in. 2016 – Han, B., Liu, H., Zhai, G., Wang, Q., Liang, J., Zhang, M. i Chen, J. 2016 – Estimates and predictions of coal workers’ pneumoconiosis cases among redeployed coal workers of the fuxin mining industry group in China: a historical cohort study. *Plos One* 11(2), DOI: 10.1371/journal.pone.0148179.
- Ijaz i in. 2020 – Ijaz, M., Ahmad, S., Akram, M., Thygersson, S., Nadeem, F. i Khan, W. 2020 – Cross-sectional survey of musculoskeletal disorders in workers practicing traditional methods of underground coal mining. *International Journal of Environmental Research and Public Health* 17(7), DOI: 10.3390/ijerph17072566.
- Jonek-Kowalska, I. 2019 – Risk analysis of energy balance in the context of polish mining production. *Journal of Eastern Europe Research in Business & Economics*, s. 1–11, DOI: 10.5171/2019.334489.
- Kawecka-Wyrzykowska, E. 2022 – Wyzwania dekarbonizacji polskiej gospodarki: rola węgla. *Spółeczeństwo i Polityka* 4(73), s. 67–90.
- Khalid i in. 2021 – Khalid, B., Urbański, M., Kowalska-Sudyka, M., Wysłocka, E. i Piontek, B. 2021 – Evaluating consumers’ adoption of renewable energy. *Energies* 14(21), DOI: 10.3390/en14217138.

- Khomenko i in. 2021 – Khomenko, S., Cirach, M., Barboza, E., Mueller, N., Barrera-Gómez, J., Rojas-Rueda, D. i Nieuwenhuijsen, M. 2021 – Premature mortality due to air pollution in european cities: a health impact assessment. *The Lancet Planetary Health* 5(3), e121–e134, DOI: 10.1016/s2542-5196(20)30272-2.
- KOBIZE 2023 – Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (2023). Raport syntetyczny z inwentaryzacji krajowej emisji gazów cieplarnianych w Polsce na rok 2023*. Warszawa. [Online] https://www.kobize.pl/uploads/materialy/Inwentaryzacje_krajowe/NIR_2023_raport_syntetyczny_PL.pdf [Dostęp: 15.12.2024].
- Kopacz, M. 2015 – Ocena kosztów gospodarki skałą płonną w funkcji zmiennego poziomu współczynnika uzysku węgla netto na przykładzie kopalni węgla kamiennego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 31(3), s. 121–144, DOI: 10.1515/gospo-2015-0028.
- KPEiK 2019 – Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na Lata 2021–2030. Założenia i Cele oraz Polityki i Działania. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu> [Dostęp: 15.12.2024].
- KPEiK 2024. Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja wstępna z 02.2024 r. – Ministerstwo Klimatu i Środowiska. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-wstepna-z-022024-r> [Dostęp: 30.10.2024].
- Malec, M. 2022 – The prospects for decarbonisation in the context of reported resources and energy policy goals: The case of Poland. *Energy Policy* 161, DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112763.
- Malec, M. 2024 – Hard coal supplies and selected environmental regulations: A Case Study of the Polish Power Sector. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 40(1), s. 125–150, DOI: 10.24425/gsm.2024.149296.
- Oei i in. 2019 – Oei, P., Brauers, H. i Herpich, P. 2019 – Lessons from germany’s hard coal mining phase-out: policies and transition from 1950 to 2018. *Climate Policy* 20(8), s. 963–979, DOI: 10.1080/14693062.2019.1688636.
- Olkuski, T. i Grudziński, Z. 2019 – Polityka energetyczna Polski – nowe wyzwania. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 108, s. 71–82, DOI: 10.24425/znigsm.2019.128670.
- Patyńska, R. 2013 – Methane emissions from ventilation and degasification systems of hard coal mines in poland in the years 2001–2010. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 29(1), s. 17–33, DOI: 10.2478/gospo-2013-0009.
- PEP2040 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Warszawa. 2021. [Online] <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r> [Dostęp: 03.03.2024].
- Peplowska, M. 2024 – The effect of coal mine closures on worker migration in Poland: an input-output analysis. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 40(4), s. 147–159, DOI: 10.24425/gsm.2024.152721.
- Sobczyk, E. 2022 – Changing geological and mining conditions in hard coal mines in poland as mining activities progress. *Aspects in Mining & Mineral Science* 8(4), DOI: 10.31031/amms.2022.08.000692.
- Stala-Szlugaj, K. 2023 – Households in Poland vs. energy carriers: one year after Russia’s February 2022 invasion of Ukraine. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 26(4), s. 5–18, DOI: 10.33223/epj/171879.
- Such-Pyrgiel, M. i Rosińska-Wielec, E. 2024 – Internet of Things platform as support for the digitization of enterprises on the example of the „Lingaro IoT Cloud Platform” project. *Journal of Modern Science* 55(1), s. 21–35.
- Sun, Y. 2024 – Quantifying the resilience of coal energy supply in China toward carbon neutrality. *Research* 7, DOI: 10.34133/research.0398.
- Sun i in. 2024 – Sun, Y., Wen, G., Dai, H., Feng, Y., Azaele, S., Lin, W. i Zhou, F. 2024 – Quantifying the resilience of coal energy supply in China toward carbon neutrality. *Research* 7, DOI: 10.34133/research.0398.
- Tobór-Osadnik i in. 2023 – Tobór-Osadnik, K., Gajdzik, B. i Strzelec, G. 2023 – Configurational path of decarbonisation based on coal mine methane (cmm): an econometric model for the polish mining industry. *Sustainability* 15(13), DOI: 10.3390/su15139980.
- Umowa Społeczna 2021 – Umowa Społeczna Dotycząca Transformacji Sektora Górnictwa Węgla Kamiennego Oraz Wybranych Procesów Transformacji Województwa Śląskiego.
- Wiśniewska i in. 2020 – Wiśniewska, M.P., Pusz, A. i Rogalski, D. 2020 – Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) w Unii Europejskiej i w Polsce. *Polish Journal of Sustainable Development* 24(2), s. 101–112, DOI: 10.15584/pjsd.2020.24.2.12.
- Woźniak, J. i Pactwa, K. 2018 – Responsible mining – the impact of the mining industry in Poland on the quality of atmospheric air. *Sustainability* 10(4), DOI: 10.3390/su10041184.
- Wu i in. 2022 – Wu, X., Li, H., Wang, B. i Zhu, M. 2022 – Review on improvements to the safety level of coal mines by applying intelligent coal mining. *Sustainability* 14(24), DOI: 10.3390/su142416400.

Analiza transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w kontekście dekarbonizacji i neutralności klimatycznej

Słowa kluczowe: transformacja górnictwa, węgiel kamienny, dekarbonizacja, neutralność klimatyczna

Streszczenie: Transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce jest kluczowym zagadnieniem w kontekście dekarbonizacji gospodarki oraz dążenia do neutralności klimatycznej. W rozdziale analizowane są wyzwania i możliwości związane z modernizacją tego sektora, który odgrywa istotną rolę w polskim miksie energetycznym, ale jednocześnie przyczynia się do znacznych emisji gazów cieplarnianych. W pierwszej części omówiono historyczny kontekst oraz obecny stan górnictwa węgla kamiennego w Polsce, wskazując na jego znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Następnie zidentyfikowane zostały kluczowe wyzwania związane z dekarbonizacją, takie jak konieczność wdrażania innowacyjnych technologii oraz dostosowywania się do rosnących wymagań regulacyjnych. W kolejnej części przedstawiono strategię transformacji, które mogą przyczynić się do efektywnej modernizacji sektora, w tym automatyzację procesów wydobywczych oraz zaangażowanie lokalnych społeczności. Ostatnia część koncentruje się na roli polityki publicznej w procesie transformacji, podkreślając znaczenie wsparcia rządowego dla innowacji oraz programów szkoleniowych dla pracowników. Wnioski płynące z analizy wskazują, że przyszłość sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce zależy od zdolności do adaptacji do zmieniających się warunków rynkowych oraz regulacyjnych, a także od umiejętności wykorzystania dostępnych zasobów w sposób zrównoważony.

Analysis of the transformation of the hard coal mining sector in Poland in the context of decarbonization and climate neutrality

Keywords: mining transformation, hard coal, decarbonization, climate neutrality

Abstract: The transformation of the hard coal mining sector in Poland is a key issue in the context of decarbonization of the economy and striving for climate neutrality. The chapter analyzes the challenges and opportunities related to the modernization of this sector, which plays an important role in the Polish energy mix, but at the same time contributes to significant greenhouse gas emissions. The first part discusses the historical context and the current state of hard coal mining in Poland, indicating its importance for the country's energy security. Then, the key challenges related to decarbonization are identified, such as the need to implement innovative technologies and adapt to increasing regulatory requirements. The next part of the chapter presents transformation strategies that can contribute to the effective modernization of the sector, including the automation of mining processes and the involvement of local communities. The last part of the chapter focuses on the role of public policy in the transformation process, emphasizing the importance of government support for innovation and training programs for employees. The conclusions drawn from the analysis indicate that the future of the hard coal mining sector in Poland depends on the ability to adapt to changing market and regulatory conditions, as well as on the ability to use available resources in a sustainable manner.

Anna KIELERZ¹

Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK²

Wyzwania dla sektora górnictwa węgla kamiennego wynikające z transformacji energetycznej

Wprowadzenie

W ostatnich latach kwestia bezpieczeństwa energetycznego Polski staje się coraz bardziej paląca. W obliczu dynamicznie rosnącego zapotrzebowania na energię oraz wyzwań związanych z transformacją energetyczną, nasz kraj stoi przed koniecznością skutecznego zarządzania swoimi zasobami energetycznymi oraz inwestowania w nowe źródła energii.

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z najważniejszych zagadnień w dzisiejszych czasach. Jest jednym z kryteriów decydujących o suwerenności państw. Poziom bezpieczeństwa energetycznego krajów Unii Europejskiej jest różny. Z danych Eurostatu wynika, że w 2021 r. kraje Unii Europejskiej były uzależnione od importu surowców energetycznych i energii w ponad 60%. Sytuacja Polski jest zdecydowanie korzystniejsza, nasze uzależnienie wynosi nieco ponad 40%, co plasuje nas w czołówce najbezpieczniejszych energetycznie państw UE (Szczerbowski 2023).

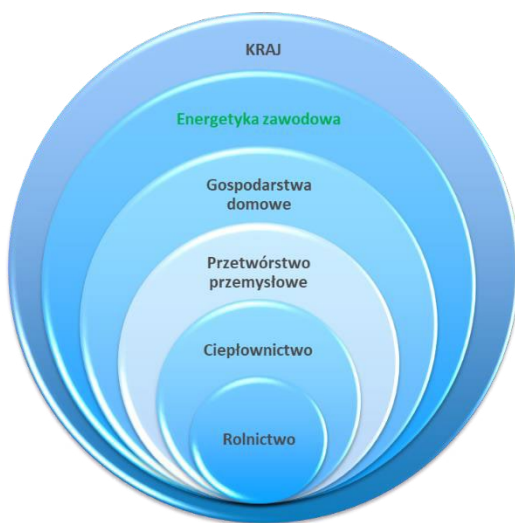
Rola węgla kamiennego w energetyce zawodowej maleje, a paliwa węglowe są sukcesywnie zastępowane innymi źródłami energii, z rosnącą rolą źródeł niskoemisyjnych i odnawialnych oraz gazem jako paliwem przejściowym. Realizacja ambitnych celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej, jak również konieczność sprostania wymogom zawartym w regulacjach prawnych w zakresie wzrostu efektywności energetycznej prowadzić będą nieuchronnie do stopniowego zmniejszania poziomu zapotrzebowania na węgiel kamienny w energetyce zawodowej w kolejnych latach. Dodatkowo w związku z niesprzyjającym

¹ Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Oddział w Katowicach, Katowice; ORCID iD: 0009-0006-0340-5355;
e-mail: anna.kielierz@katowice.arp.pl

² Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Oddział w Katowicach, Katowice; ORCID iD: 0009-0008-8859-2739;
e-mail: monika.porzerzynska@katowice.arp.pl

otoczeniem gospodarczym oraz europejskim trendem zaostrzania kursu polityki klimatycznej, banki – krajowe oraz międzynarodowe instytucje finansowe coraz częściej podejmowały decyzje o zaprzestaniu finansowania inwestycji i technologii opartych na węglu. Deklaracje o odstąpieniu od finansowania takich projektów były składane począwszy od 2013 roku. Strategia ta wynika zarówno ze współudziału branży finansowej w promowaniu działań na rzecz zrównoważonego rozwoju gospodarczego, jak i z malejącej rentowności inwestycji węglowych.

Na poniższym rysunku zaprezentowano sektory (wg statystyki GUS dostępnej online w formie corocznych publikacji), uszeregowane według procentowego udziału wielkości zużycia w ogóle w kraju. W 2022 r. sumaryczny udział węgla kamiennego i brunatnego wykorzystywanego w produkcji energii elektrycznej zmniejszył się o 2,4% w porównaniu do roku 2015, tj. z 37,45 do 36,57 mln ton. Jednocześnie ogólne zużycie węgla w kraju zmniejszyło się w tym okresie o ok. 10%, z 57,92 do 52,00 mln ton.

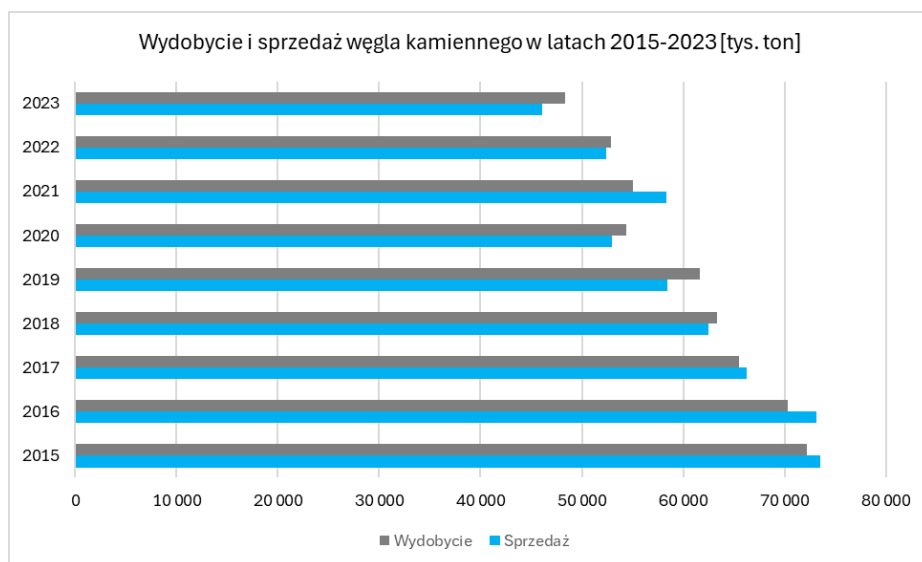


Rys. 1. Wielkość zużycia węgla w sektorach gospodarki wg statystyki GUS (coroczna publikacja „Zużycie paliw i nośników energii” dostępna online <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia>)

Fig. 1. Coal consumption in economic sectors according to statistics Statistics Poland

Mimo spadku udziału węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej i mocy elektrycznej, roczne zużycie węgla kamiennego przez elektrownie i elektrociepłownie, wynikające z modelowania optymalizacyjnego, utrzymuje się na stałym poziomie ok. 36 mln t/r do 2027 roku. Niewielkie zmniejszenie popytu w latach kolejnych jest skutkiem stopniowego zwiększania udziału w bilansie mocy niskoemisyjnych źródeł. Utrzymanie popytu na węgiel kamienny w latach 30. XXI wieku wg PEP 2040 (PEP 2040) wynika z konieczności pokrycia zapotrzebowania na energię niewytworzoną przez odstawiane jednostki opalane węglem brunatnym.

Potwierdzeniem zmian zachodzących na rynku produkcji energii elektrycznej (a co za tym idzie, w miksie energetycznym Polski) są zmiany zachodzące w sektorze wydobycia i krajowej sprzedaży węgla kamiennego do sektora energetycznego (rys. 2). W okresie ośmiu lat wydobycie węgla zmniejszyło się o 33,0%, tj. o 23,8 mln ton, przy jednoczesnym spadku sprzedaży o 37,0%, tj. 27,5 mln ton.



Rys. 2. Wydobycie i sprzedaż węgla kamiennego w latach 2015–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP SA (od 2018 roku dostępne online: <https://polskirynekwegla.pl/statystyka-publiczna>)

Fig. 2. Hard coal extraction and sales in the years 2015–2023

Wydobycie węgla kamiennego ulega jednak systematycznemu spadkowi, w związku ze stopniowym ograniczaniem popytu krajowego w tym zakresie we wszystkich sektorach gospodarki. Wynika to m.in. ze zmniejszenia mocy zainstalowanej w źródłach węglowych w elektrowniach i elektrociepłowniach oraz ich technicznego wyeksploatowania, stopniowego wycofania z eksploatacji, istotnych cen uprawnień do emisji CO₂ i w związku z tym coraz mniejszego ekonomicznego uzasadnienia dla wytwarzania energii z węgla, jak również unowocześniania procesów produkcyjnych w przemyśle, czy też wymiany kotłów w gospodarstwach domowych.

Węgiel jest w Polsce dostępnym paliwem konwencjonalnym, zapewniającym bezpieczeństwo i niezależność energetyczną kraju. Z tego powodu energetyka konwencjonalna powinna pozostać oparta na węglu, jednocześnie zapewniając optymalną rozbudowę energetyki bazującej na OZE. Takie rozwiązanie zapewnia bezpieczeństwo energetyczne kraju, oparte na paliwie kopalnym, jakim jest węgiel, dzięki czemu jesteśmy i będziemy niezależni od zawirowań politycznych i koniunkturalnych na światowych rynkach.

1. Węgiel w energetyce zawodowej

Polski sektor elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w głównej mierze bazuje na mocach wytwórczych wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny oraz węgiel brunatny. Jednocześnie liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 11,8 GW. Największy udział (64,8%) stanowią jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym, a następnie jednostki opalane węglem brunatnym (28,9%). Wśród głównych przyczyn wycofań jednostek wytwórczych wytwórcy wskazali: niespełnienie norm emisyjnych i zużycie techniczne.

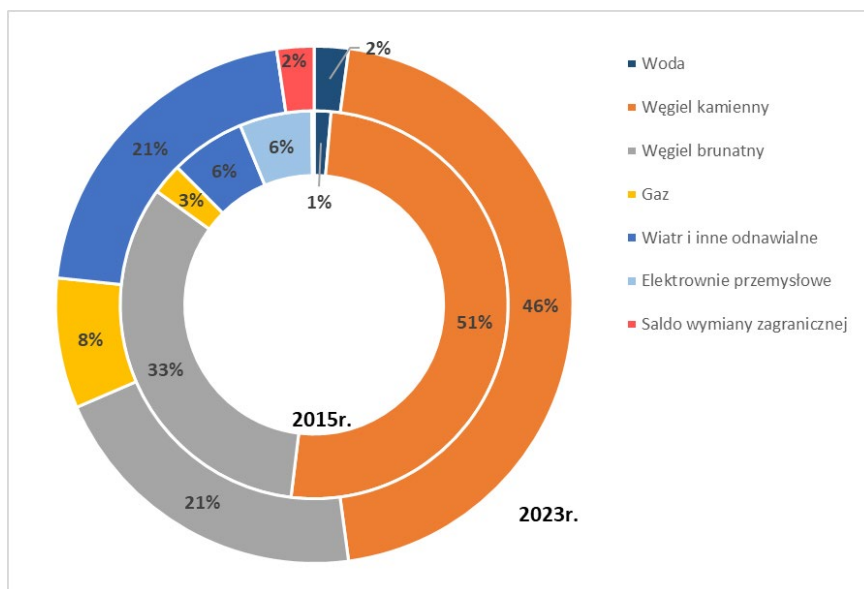
Zdecydowana większość – ponad 68% liczby kotłów – to obiekty ponad 30-letnie, stanowią one również ok. 73% sumarycznej wydajności ogółem. Niewiele lepiej sytuacja wygląda w przypadku turbozespołów. Obiekty ponad 30-letnie stanowią ok. 41% obiektów oraz ponad 68% sumarycznej mocy ogółem.

Zaawansowany wiek bloków energetycznych oraz wysoki stopień zużycia infrastruktury wytwórczej powoduje, iż utrzymanie istniejących mocy w horyzoncie średnio- i długoterminowym będzie bardzo trudne. Niezbędne będą nakłady na remonty i modernizacje jednostek oraz na inwestycje w nowe moce. Wyłączenia jednostek mogą dodatkowo zostać przyśpieszone ze względu na normy środowiskowe nałożone na sektor poprzez implementację do prawa krajowego dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych – IED (IED 2010), a także związane z nią kolejne ograniczenia wynikające ze szczegółowych konkluzji *Best Available Techniques* (BAT 2016) (Porzerzyńska i Kielerz 2020).

Sytuacja Polski jest odmienna niż pozostałych krajów Unii Europejskiej, ponieważ posiadamy własne zasoby surowców energetycznych, w tym węgiel, które czynią nas w znacznym stopniu energetycznie bezpiecznym. Ważne jest jednak, aby jak najszybciej niektóre czyste technologie węglowe (nowe bloki węglowe niskoemisyjne lub zero-emisyjne, podziemne zgazowywanie węgla) wyszły z poziomu badań laboratoryjnych i przeszły do wdrożeń przemysłowych.

Rewitalizacja bloków 200MW oraz ewentualnie wybudowanie 2–3 nowych tej samej klasy, pozwoli na zapewnienie stabilizacji ilości dostarczanej energii elektrycznej do sieci przesyłowej, dopóki nie rozwiną się tanie i efektywne magazyny energii, które pozwolą na przechowywanie energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii. To obecnie jest szybkie i relatywnie tanie rozwiązanie, stabilizujące wytwarzanie produkcji energii elektrycznej w OZE. Część polskich bloków węglowych udało się w ostatnim czasie zmodernizować, tak aby dostosować je do postulatów wynikających z rozporządzenia Ministra Środowiska, czy ogólniej, dyrektywy IED; pozostała część otrzymała derogacje.

Udział węgla w produkcji energii w Polsce nadal jest dominujący i jeszcze przez wiele lat tak pozostanie, ale przewaga węgla nad innymi źródłami będzie się zmniejszać. W 2023 r. sumaryczny udział węgla kamiennego i brunatnego wykorzystywanego w produkcji energii elektrycznej zmniejszył się o 41% w porównaniu do roku 2015. Ubytek ten w głównej mierze został pokryty poprzez znacznie większą, bo aż o 125% w każdym ze źródeł, produkcją energii elektrycznej z gazu i OZE oraz poprzez import energii elektrycznej (rys. 3).



Rys. 3. Procentowy udział źródeł energii w produkcji energii elektrycznej w 2015 r. i 2023 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE; dostęp online <https://raporty.pse.pl/>

Fig. 3. Percentage share of energy sources in electricity production in 2015 and 2023

2. Europejskie i krajowe regulacje w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej

Istotny wpływ na wykorzystanie surowców konwencjonalnych, w tym węgla, ma obecnie polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej. W 2014 r. Rada Europejska utrzymała kierunek przeciwdziałania zmianom klimatu i zatwierdziła cztery cele w perspektywie 2030 r. dla całej UE, które po rewizji w 2018 r. mają następujący kształt:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w porównaniu z emisją z 1990 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: – 43% w sektorach EU ETS i –30% w non-ETS),
- co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto,
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%,
- ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii UE.

W grudniu 2019 r. Komisja Europejska zaprezentowała Europejski Zielony Ład (Zielony Ład 2019), który jest z jednej strony kontynuacją obecnej polityki klimatyczno-energetycznej UE, a z drugiej mówi o uzyskaniu neutralności klimatycznej do 2050 roku. Należy tutaj zauważyć, że oznacza to, iż do połowy wieku unijna gospodarka ma emitować tylko tyle gazów cieplarnianych, ile jest w stanie pochłoniąć (na przykład przez lasy lub technologię przechwytywania emisji CO₂). Perspektywicznie zakłada się dalszą rewizję kluczowych regulacji UE dotyczących sektora energetycznego, które odnosić się będą do celów i narzędzi polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej w horyzoncie czasowym wykraczającym poza

ramy 2030 r. Dotyczy to w szczególności rozstrzygnięć względem długoterminowej wizji redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do 2050 roku.

Ostatnim dokumentem o charakterze strategicznym dla sektora energetycznego Unii Europejskiej jest wprowadzony w maju 2022 r. plan REPowerEU (Repower 2022). Jednym z głównych powodów przyspieszenia transformacji europejskiego systemu energetycznego jest przyspieszenie zmian mających na celu zażegnanie kryzysu klimatycznego. Głównym elementem planu REPowerEU jest tzw. Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, który ma służyć jako wsparcie skoordynowanego planowania i finansowania infrastruktury transgranicznej oraz krajowej, a także projektów i reform w sektorze energii. Wśród wielu punktów strategicznych planu jest zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w energetyce oraz przyspieszenie tempa wprowadzania odnawialnych źródeł energii.

Krajowe dokumenty strategiczne mające bezpośredni wpływ na wykorzystania węgla w każdym sektorze gospodarki to:

1. **Polityka energetyczna Polski do 2040 r.** – zgodnie z jej zapisami wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce. Zawiera strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego. PEP2040 stanowi krajową kontrybucję w realizację polityki klimatyczno-energetycznej UE, której ambicja i dynamika istotnie wzrosły w ostatnim okresie. Polityka uwzględnia skalę wyzwań związanych z dostosowaniem krajowej gospodarki do uwarunkowań regulacyjnych UE związanych z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 r., Europejskim Zielonym Ładem, planem odbudowy gospodarczej po pandemii COVID i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej zgodnie z krajowymi możliwościami, jako wkładu w realizację Porozumienia Paryskiego. Niskoemisyjna transformacja energetyczna przewidziana w PEP2040 inicjować będzie szersze zmiany modernizacyjne całej gospodarki, gwarantując bezpieczeństwo energetyczne, dbając o sprawiedliwy podział kosztów i ochronę najbardziej wrażliwych grup społecznych.
2. Aktualizacja **Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030** – przedstawia sposób przyspieszania transformacji klimatyczno-energetycznej, budowy niezależności energetycznej na drodze do neutralności klimatycznej. Dokument pokazuje krajowe cele i założenia w obszarze polityki klimatyczno-energetycznej do 2030 r. oraz prezentuje polityki i działania, które służyć będą dążeniu do nich. Trzy najważniejsze cele w nim przedstawione dotyczą: (i) obniżenia emisyjności, (ii) udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii brutto oraz (iii) poprawy efektywności energetycznej (aKPEiK 2024).

Ze względu na zobowiązania międzynarodowe, w szczególności związane z szeroko rozumianym pakietem klimatycznym, obecny wysoki udział węgla w bilansie energetycznym będzie się stale zmniejszał. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2040 r., wykonana na potrzeby *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*, przewiduje, że udział w mocy zainstalowanej jednostek opalanych węglem kamiennym i brunatnym ulegnie redukcji z ok. 70% w 2015 r., do 40% w 2030 r. oraz do 19% w 2040 r. Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują stosunkowo dużą zmianę w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w perspektywie 2040 roku. Moc osiągalna źródeł wytwarzania może wzrosnąć z ok. 46 GW

w 2018 r. (37,3 GW w 2015 r.) do ok. 59 GW w 2030 r. (wzrost o ok. 58%) i do 72 GW w 2040 r., co oznacza niemal podwojenie mocy w tym okresie (93%).

W ostatnich latach następuje systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną ze względu na stały rozwój polskiej gospodarki, z wyjątkiem 2019 r., kiedy to wystąpił spadek o 3,9% r/r. W latach 2012–2023 zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o ponad 10 TWh. W latach 2013–2018 skumulowany roczny wskaźnik wzrostu dla letniego zapotrzebowania szczytowego na moc elektryczną netto wyniósł 2,17%, a dla zimowego zapotrzebowania szczytowego na moc elektryczną netto wyniósł 1,52%. Przewiduje się, że w okresie 2019–2040 zapotrzebowanie wzrośnie o około 45 TWh, co przełoży się na wartość rocznego skumulowanego wskaźnika wzrostu dla tego okresu na poziomie 1,24% (przy uwzględnieniu wzrostu zapotrzebowania samochodów elektrycznych i pomp ciepła). W przypadku mocy szczytowej w zimie i lecie ich wzrost przewiduje się kolejno o około 7 oraz 5,4 GW. Takie wartości przekładają się odpowiednio na poziom 1,21 i 1,06% rocznego wskaźnika wzrostu w latach 2019–2040. We wnioskach z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego do *Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* (2019) oszacowano, że krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną sięgnie blisko 181 TWh w 2030 r. i 205 TWh w 2040 r. przy prognozowanym zapotrzebowaniu na 2020 r. na poziomie 160 TWh.

Warto zauważyć, że pomimo spadku udziału węgla w bilansie energetycznym, paliwo to w dalszym ciągu pozostanie kluczowe dla sektora energetycznego, stabilizując system energetyczny i zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski, a także będzie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej.

PEP 2040 wskazuje na zmniejszenie mocy zainstalowanej w jednostkach systemowych zasilanych paliwami węglowymi, zwłaszcza po 2030 roku. Dotyczy to w szczególności wyeksploatowanych jednostek węgla kamiennego, które nie będą spełniały wymogów z zakresu emisji zanieczyszczeń. Ze względu na wyższą sprawność aktualnie budowanych nowych jednostek opalanych węglem kamiennym, mogą one wytworzyć więcej energii elektrycznej przy tej samej mocy (ok. sprawność 38% vs 45–46%). Udział w mocy zainstalowanej jednostek opalanych węglem kamiennym i brunatnym ulegnie redukcji z ok. 70% w 2015 r. do 19% w 2040 r. Związane jest to z wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek węglowych, które zastępowane są nowymi jednostkami na węglu kamiennym (4,4 GW do 2025 r. przy założeniu, że zostanie uruchomiony blok Ostrołęka C – w chwili obecnej informacja dla celów poglądowych, blok ten będzie zasilany paliwem gazowym) charakteryzującymi się wysoką sprawnością, rozwojem OZE, budową bloków elektrowni jądrowych (3 bloków o łącznej mocy 4,5 GW) oraz ze znaczącym wzrostem mocy jednostek gazowych (do 2040 r. może powstać prawie 2 GW w elektrowniach gazowo-parowych). Niemniej jednak, pomimo istotnego spadku udziału, elektrownie węglowe pozostaną znaczącym producentem energii elektrycznej w kraju. W dużym stopniu przyczynią się do tego oddane w 2019 r. jednostki wytwórcze w Opolu oraz będący na etapie synchronizacji z KSE blok w Jaworznie.

Wzrośnie wyraźnie udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, osiągając ok. 32% w 2030 r. i 40% w 2040 roku. Nastąpi wzrost produkcji energii pochodzącej z OZE, w tym głównie z elektrowni wiatrowych i słonecznych. Spodziewany jest również istotny wzrost udziału jednostek gazowych. Oba dokumenty są spójne także w zakresie terminu rozpoczęcia programu energetyki jądrowej. Zarówno PEP, jak i w aKPEiK zakładają, po pierwsze,

że pierwszy blok elektrowni jądrowej planowany jest do uruchomienia w 2033 r. oraz że krajową sieć energetyczną czekają w najbliższych kilkudziesięciu latach istotne zmiany strukturalne.

3. Rozporządzenie metanowe

Konieczność podjęcia działań w zakresie ograniczenia emisji metanu dostrzegła Komisja Europejska, która pod koniec 2020 r. przyjęła strategię UE na rzecz ograniczenia emisji metanu. W czasie konferencji klimatycznej w Glasgow (COP26) została podjęta inicjatywa *Global Methane Pledge*. W jej inicjatywy państwa zobowiązały się do współpracy w celu zbiorowego zmniejszenia emisji metanu o co najmniej 30% poniżej poziomów z 2020 r. do 2030 roku.

Redukcja emisji metanu jest niezbędna do osiągnięcia celów Porozumienia Paryskiego i w wielu przypadkach można ją osiągnąć relatywnie niskim kosztem. Unia w celu realizacji swoich zobowiązań przyjęła rozporządzenie metanowe. Dla wielu podmiotów, w tym polskich kopalni, implementacja rozporządzenia będzie z pewnością ogromnym wyzwaniem w pierwszych latach.

Rozporządzenie metanowe obowiązujące od 4 sierpnia 2024 roku ustanowiło przepisy mające na celu redukcję emisji metanu w sektorze energetycznym w UE, co obejmuje emisje pochodzące z sektora ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla wprowadzane do obrotu w UE (Rozporządzenie metanowe 2024). Rozporządzenie zakłada zakaz uwalniania do atmosfery i spalania metanu przy procesie odmetanowywania kopalń oraz ograniczenie uwalniania metanu z szybów wentylacyjnych oraz określa roczne progi emisyjne na kopalnię oraz na przedsiębiorstwo górnicze (operatora), jeżeli jeden podmiot prowadzi kilka kopalń węgla. Poziomy dowolnych emisji będą stopniowo maleć i odpowiednio:

- ➔ od dnia 1 stycznia 2027 r. zakazane będzie uwalnianie metanu do atmosfery z szybów wentylacyjnych w kopalniach węgla emitujących ponad pięć ton metanu na kilotonę wydobytego węgla,
- ➔ od dnia 1 stycznia 2031 r. zakazane będzie uwalniania metanu do atmosfery z szybów wentylacyjnych w kopalniach węgla emitujących ponad trzy tony metanu na kilotonę wydobytego węgla.

Pierwotne założenia rozporządzenia metanowego mówiły o emisji metanu przy wydobywaniu węgla kamiennego na poziomie 0,5 tony metanu na 1 kilotonę węgla. Dla znaczącej większości polskich kopalń węgla kamiennego oznaczałoby to zamknięcie wydobycia w latach 2025–2027. Dzięki negocjacjom prowadzonym przez m.in. polskich europarlamentarzystów limit emisji metanu został złagodzony do poziomu 5 ton metanu na kilotonę węgla. Dodatkowo kary naliczane za ponadprogramowe emisje zostały zamienione na opłaty, które będą trafiały do budżetu państwa członkowskiego i będzie ono zobowiązane przekazać te środki kopalniom na inwestycje w zakresie rozwoju technologii ograniczenia emisji metanu.

Około 80% wydobywanego w Polsce węgla kamiennego pochodzi z pokładów metanowych. Obecnie, według wyliczeń na podstawie danych z polskich instytutów badawczych, Polska emituje około 6,5 tony metanu na kilotonę wydobywanego węgla kamiennego

(Jabłoński 2023). Co oznacza spore wyzwanie stojące przed polskim górnictwem. Sposobem na pozbycie się emisji metanu, stosowanym przez większość kopalń, jest flarowanie gazu, czyli spalanie do postaci dwutlenku węgla. Ten proceder zostanie zakazany w przypadku polskich kopalń w 2031 roku. Tymczasem technologie wychwytu metanu są jeszcze drogie i niedojrzałe, co sprawia, że środki na inwestycje w odmetanowywanie pokładów mogłyby być przeznaczane w bardziej optymalny sposób, np. na dostosowanie do bezemisyjnego paradygmatu energetyki zgodnego z Europejskim Zielonym Ładem.

Podsumowanie

Na przyszłe zapotrzebowanie na węgiel kamienny w Polsce wpływać będzie szereg czynników, dlatego jego określenie jest działaniem karkołomnym i obciążonym dużym prawdopodobieństwem błędu. Istotnym uwarunkowaniem dla zapotrzebowania będzie planowane wprowadzenie energetyki jądrowej.

Zużycie węgla w przyszłości będzie uzależnione zarówno od czynników związanych z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, cenami uprawnień do emisji, CO₂ czy Europejskim Zielonym Ładem i pakietem *Fit for 55*, jak również od czynników wewnętrznych, do których należą m.in. prognozy rozwoju krajowych sektorów energetycznego, ciepłowniczego, działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej, rozwoju energetyki odnawialnej czy ceny paliw.

Wzrost zapotrzebowania na energię będzie prawdopodobnie pokrywany z innych źródeł przy zapotrzebowaniu na węgiel na poziomie zbliżonym do obecnego (w następnej dekadzie).

Dostęp do własnych zasobów węgla daje bezpieczeństwo energetyczne oraz pozwala zmniejszyć wystąpienie negatywnych skutków niepewności gospodarczej na rynkach. W większości państw UE obserwuje się wzrost wskaźnika zależności od importu nośników energii. W Polsce, dzięki posiadaniu i eksploatacji złóż węgla, poziom bezpieczeństwa energetycznego, oceniany przez pryzmat wskaźnika uzależnienia od importu, oscyluje obecnie na poziomie 46,8%, wobec 60,7% dla wszystkich krajów UE.

Polska będzie dążyć do zaspokojenia potrzeb na moce wytwórcze w oparciu o własne zasoby, bazujące głównie na węglu. Krajowe zasoby węgla pozostaną głównym elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski i podstawą bilansu energetycznego państwa, ale wzrost popytu będzie pokrywany przez źródła inne niż konwencjonalne moce węglowe. Wykorzystanie węgla przez energetykę utrzyma się na stabilnym poziomie, ale udział węgla w strukturze zużycia energii będzie spadał (do ok. 56–60% w 2030 roku).

Unijne regulacje środowiskowe zastrzegające standardy emisyjne będą miały wymierny wpływ na inwestycje w sektorze węglowym i energetycznym oraz na zachowanie konsumentów. Ograniczany dostęp do finansowania zewnętrznego dla bloków energetycznych czy kotłowni ciepłowniczych opalanych węglem, będzie wymuszał zmiany na rzecz innych nośników energii. Realizacja okołounijnych celów w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii brutto czy też poprawy efektywności energetycznej w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej również przyniosą skutki w postaci zmniejszenia zapotrzebowania na węgiel kamienny.

Aktualizacja Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu ma istotny wpływ na przyszłość sektora energetycznego w Polsce, w tym na produkcję energii elektrycznej z węgla. Kluczowe będzie zbalansowanie celów klimatycznych z potrzebami gospodarczymi i społecznymi regionów, które obecnie opierają się na węglu.

Literatura

- aKPEiK 2024 – Projekt aktualizacji Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030, pod nazwą Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, październik 2024 r.).
- BAT 2016 – Konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technologii (BAT).
- COP26 – 26. sesja Konferencji Stron konwencji klimatycznej, wraz z 16. sesją Spotkania Stron Protokołu z Kioto oraz 3. sesją Konferencji Stron Porozumienia paryskiego, która odbyła się w dniach 31.10–13.11.2021 r. w Glasgow.
- Energetyka ciepła i zawodowa* nr 4/2020.
- Główny Urząd Statystyczny/Obszary tematyczne/Środowisko.Energia/Energia [Dostęp 02.12.2024].
- IED 2010 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).
- Jabłoński, K. 2023 – Metanowe wyzwania górnictwa w Polsce (ANALIZA). [Online] <https://biznesalert.pl/rozporzadzenie-metanowe-gornictwo-polska-skne-analiza-prawo/> [Dostęp: 03.01.2025].
- [Online] <https://polskiirynekwegla.pl/statystyka-publiczna> [Dostęp: 02.12.2024].
- PEP 2040 – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 02 luty 2021 r.).
- Porzerzyńska-Antonik, M. i Kielerz, A. 2020 – Węgiel kamienny w energetyce zawodowej. Stan obecny i perspektywy. *Energetyka ciepła i zawodowa* nr 4/2020.
- PSE SA – Raporty OSP / Market data.
- Repower 2020 – [Online] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_3131 [Dostęp: 02.01.2025].
- Rozporządzenie metanowe 2024 – [Online] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=OJ:L_202401787 [Dostęp: 02.01.2025].
- Szczerbowski, R. 2023 – Rola węgla w polskiej i europejskiej energetyce. [W:] Galos K., Barszczowska B. red., *Jak to z tym węglem było, jest i będzie*, Kraków: Wyd. IGSMiE PAN, s. 63–80.
- Zielony Ład 2019 – [Online] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl [Dostęp: 02.01.2025].

Wyzwania dla sektora górnictwa węgla kamiennego wynikające z transformacji energetycznej

Słowa kluczowe: węgiel, transformacja energetyczna, polityka klimatyczna

Streszczenie: Węgiel w polskiej energetyce od lat pełni strategiczną rolę. Obecnie kluczowy jest wpływ tego surowca na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego państwa, szczególnie w świetle coraz większej produkcji energii ze źródeł niestabilnych.

Niezbędne wydaje się podjęcie decyzji dotyczącej roli węgla w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie średnio- i długoterminowej, w kontekście polityki klimatycznej UE oraz aktualnej sytuacji politycznej w Europie.

Obecnie w Polsce funkcjonują dwa dokumenty, które można uznać za strategiczne dla sektora wytwarzania energii elektrycznej tj. *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* oraz *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku*. Ponadto sektor węglowy funkcjonuje w warunkach zaostrzających się regulacji w zakresie uzyskania neutralności klimatycznej na poziomie Unii Europejskiej.

W świetle zapisów w dokumentach strategicznych w kolejnych latach będzie zmniejszał się udział węgla w polskim miksie energetycznym na rzecz odnawialnych źródeł energii oraz atomu. Wprowadzenie niestabilnych źródeł do systemu energetycznego wiąże się z koniecznością określenia fundamentu źródeł energii oraz zapewnienia stabilności jej dostaw wobec zmian miksu energii i struktury jej wytwarzania.

Challenges for the coal mining sector arising from the energy transition

Keyword: coal, energy transition, climate policy

Abstract: Coal has played a strategic role in Polish energy for years. Now the impact of this raw material on maintaining the country's energy security is crucial, especially in light of the increasing production of energy from unstable sources.

It seems necessary to decide on the role of coal in the national electricity generation structure in the medium and long term, in the context of EU climate policy and the current political situation in Europe.

Currently, Poland has two documents that can be considered strategic for the electricity generation sector, i.e. *The National Energy and Climate Plan 2021–2030* and *Poland's Energy Policy until 2040*. In addition, the coal sector operates in the context of tightening regulations to achieve climate neutrality at the level of the European Union. According to the strategic documents, the share of coal in the Poland's energy mix will be reduced in the coming years in favour of renewables and nuclear. The introduction of unstable sources into the energy system involves the need to define the foundation of energy sources and ensure the stability of its supply in the face of changes in the energy mix and the structure of its production.

Beata BARSZCZOWSKA¹
Mirosław SKIBSKI²

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po ośmiu miesiącach 2024 roku

Wprowadzenie

Od 2003 r. katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA na zlecenie Ministerstwa Przemysłu i poprzednich Ministerstw właściwych do spraw gospodarki złożami kopalni monitoruje procesy transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego. Podstawą prawną zawieranych umów jest ustawa o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego (Ustawa 2007). Oddział prowadzi także badania statystyczne sektora, publikowane na stronie www.polskirynekwegla.pl. W artykule przedstawiono wybrane, zagregowane dane przedsiębiorstw górniczych obrazujące sektor w latach 2011–2023 oraz za osiem miesięcy 2024 r. Na dzień 31 sierpnia 2024 r. były to spółki: Polska Grupa Górnicza SA, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, Lubelski Węgiel Bogdanka SA, Południowy Koncern Węglowy SA, Węglkoks Kraj SA, PG Silesia Sp. z o.o. oraz ZG EKO-PLUS Sp. z o.o. Wydobycie realizowane było w 17 kopalniach. Część danych uwzględnia Spółkę Restrukturyzacji Kopalń SA w Bytomiu. W niniejszym rozdziale przedstawiono wybrane wielkości charakteryzujące sektor.

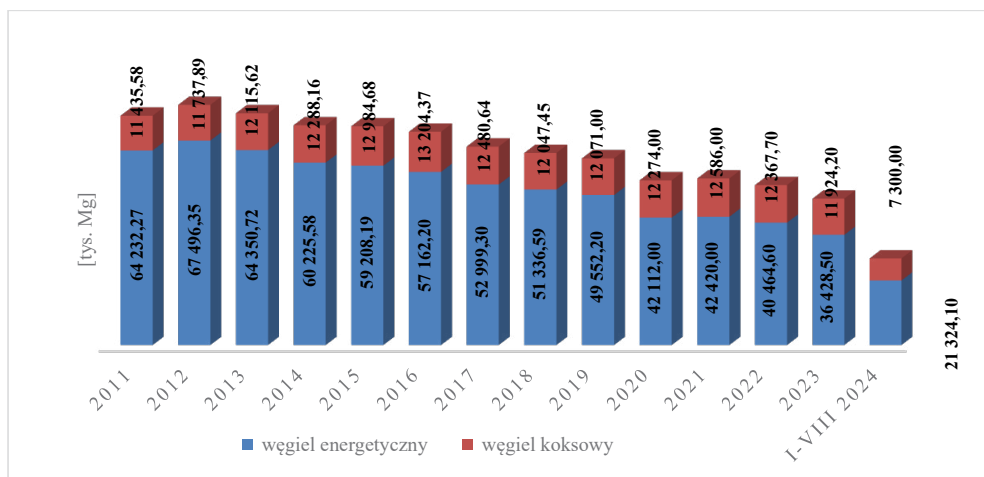
1. Obraz sektora w latach 2011–2023 i po ośmiu miesiącach 2024 roku

W roku 2011 wydobycie węgla w sektorze wyniosło 75 668 tys. ton, z czego 85% stanowił węgiel energetyczny. Zarejestrowanych było wówczas 9 spółek wydobywczych. Procesy

¹ Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach, Akademia Górnośląska im. W. Korfantego w Katowicach; ORCID iD: 0000-0001-6697-8683; e-mail: beata.barszczowska@katowice.arp.pl

² Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach; ORCID iD: 0009-0000-9286-5797; e-mail: miroslaw.skibski@katowice.arp.pl

transformacyjne spowodowały spadek wydobycia. W roku 2023 wydobycie zmniejszyło o 36,1% w stosunku do początku badanego okresu, osiągając poziom 48 352,7 tys. ton. W okresie 2021–2023 obserwuje się także spadek udziału w strukturze wydobycia węgla energetycznego. Rośnie natomiast udział węgla koksowego (rys. 1).



Rys. 1. Wydobycie węgla kamiennego

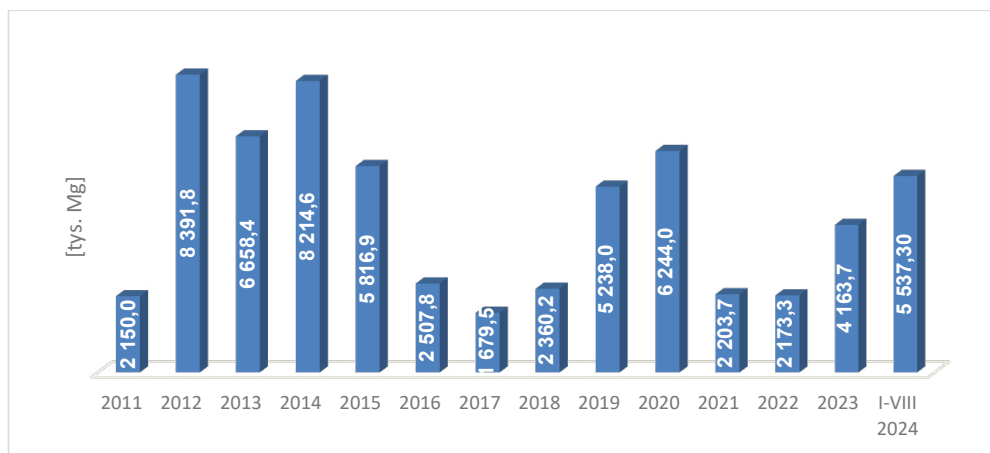
Źródło: opracowanie własne na podstawie (ARP 2024a)

Fig. 1. Hard coal mining

W ciągu 8 miesięcy 2024 r. w siedmiu spółkach wydobyto łącznie 28 624,1 tys. ton węgla kamiennego, udział węgla energetycznego stanowił 74,5%. W stosunku do analogicznego okresu roku 2023 wydobycie zmniejszyło się o ponad 2 mln ton. Węgiel sprzedawany jest w większości w Polsce. Sprzedaż ogółem wyniosła 27 065 tys. ton, z czego większość trafiła na rynek krajowy do energetyki zawodowej (56% sprzedaży krajowej). W ciągu 8 miesięcy 2024 r. zostało sprzedanych poza granice kraju 2763,5 tys. ton węgla kamiennego (ARP 2024a).

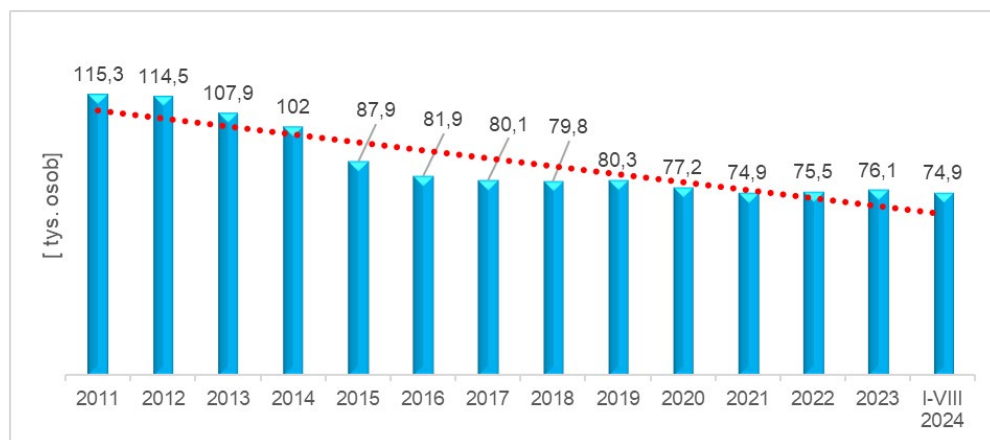
Jednym z kluczowych problemów są rosnące zwały węgla energetycznego. Na koniec sierpnia 2024 r. stan zapasów dla celów energetycznych wyniósł 5346,2 tys. ton i był wyższy o 1860,8 tys. ton od poziomu sierpnia 2023 r., który i tak był wysoki. Zapasy węgla koksowego na koniec sierpnia 2024 r. wyniosły 191,1 tys. ton. Zmiany stanu zapasów węgla kamiennego w badanym okresie przedstawiono na rysunku 2.

Konsekwencją restrukturyzacji sektora i wygaszania wydobycia jest spadek zatrudnienia (rys. 3). Na uwagę zasługuje zaobserwowany na koniec roku 2022 i 2023 wzrost zatrudnienia spowodowany koniecznością zwiększenia wydobycia w związku z wojną na Ukrainie. Od roku 2011 do roku 2022 z górnictwa odeszło ponad 42 tys. pracowników (ARP 2024c). W celu łagodzenia społecznych skutków transformacji wprowadzono świadczenia osłonowe, takie jak: jednorazowe odprawy pieniężne, urlopy górnicze oraz urlopy dla pracowników zakładu przeróbki mechanicznej węgla. Według danych Agencji Rozwoju Przemysłu z me-



Rys. 2. Zapasy węgla kamiennego
Źródło: opracowanie własne na podstawie (ARP 2024a)

Fig. 2. Hard coal stocks



Rys. 3. Zatrudnienie (stan na koniec okresu)
Źródło: opracowanie własne na podstawie (PRW 2024)

Fig. 3. Employment (data at the end of the period)

chanizmów wsparcia w okresie od 2015 r. do końca sierpnia 2024 r. skorzystało 12 085 pracowników. Stan zatrudnienia na koniec sierpnia 2024 r. to 74 879 osób (ARP 2024c). Większość załogi to robotnicy – 57 955 osób (77,4%) oraz pracownicy kadry inżyniersko-technicznej 12 633 osób (16,9%).

W sierpniu 2022 r. weszło w życie unijne embargo na rosyjski węgiel. Konsekwencją był drastyczny wzrost cen węgla, niespotykany od początku badanego okresu (tab. 1). Średnia cena zbytu w roku 2023 była o ponad 96% wyższa od ceny z 2022 roku.

TABELA 1. Ceny zbytu węgla w latach 2011–2024

TABLE 1. Coal sales prices in years 2011–2024

Wyszczególnienie	Węgiel kamienny ogółem [zł/Mg]	Węgiel energetyczny [zł/Mg]	Węgiel koksowy [zł/Mg]
2011	340,98	272,99	732,83
2012	338,94	291,89	588,89
2013	292,78	262,37	450,08
2014	275,93	250,04	397,94
2015	258,60	235,21	368,08
2016	246,71	215,36	385,75
2017	310,78	239,26	628,02
2018	344,85	272,51	644,89
2019	349,62	284,88	606,02
2020	313,31	280,78	424,70
2021	354,88	278,06	617,59
2022	696,53	466,28	1 455,28
2023	821,77	726,07	1 097,81
I–VIII.2024	631,23	522,23	918,42

Źródło: ARP 2024b.

Po 8 miesiącach 2024 r. cena węgla koksowego wynosiła 918,42 zł/Mg, a energetycznego 522,23 zł/Mg, przy średniej cenie ogółem 631,23 zł/Mg. Powyższe dane zagregowano ze sprawozdań G-09.1 o obrocie węglem kamiennym.

Kluczową wielkością charakteryzującą efektywność gospodarowania w spółkach wydobywczych jest wynik na sprzedaży węgla. W okresie 2013–2024 podlegał on znacznym wahaniom (tab. 2).

Największy wpływ na poziom jednostkowego kosztu produkcji węgla mają wynagrodzenia, składki obowiązkowe od wynagrodzeń oraz świadczenia na rzecz pracowników. Za 8 miesięcy 2024 r. średnia cena sprzedanego węgla wyniosła 631,42 zł za tonę, przy jednostkowym koszcie sprzedanego węgla w wysokości 781,88 zł za tonę. Natomiast koszt jednostkowy produkcji węgla wyniósł 735,37 zł. Jego strukturę przedstawia rysunek 4.

W badanym okresie wynagrodzenia w górnictwie systematycznie rosną (rys. 5). Nie poddaje się analizie wynagrodzeń za 8 miesięcy w 2024 r., z uwagi na nieporównywalność okresów. Bardzo niepokojącym zjawiskiem jest coraz niższa wydajność, której nie można usprawiedliwić pogarszającymi się warunkami geologicznymi. Jednym z kluczowych problemów, powodujących niską wydajność, jest nadmierne zatrudnienie. Zaprezentowane dane (rys. 5) dotyczące wydajności pracy na 1 zatrudnionego od 2015 r. nie uwzględniają zatrudnienia w SRK SA (spółka nie prowadzi wydobywania).

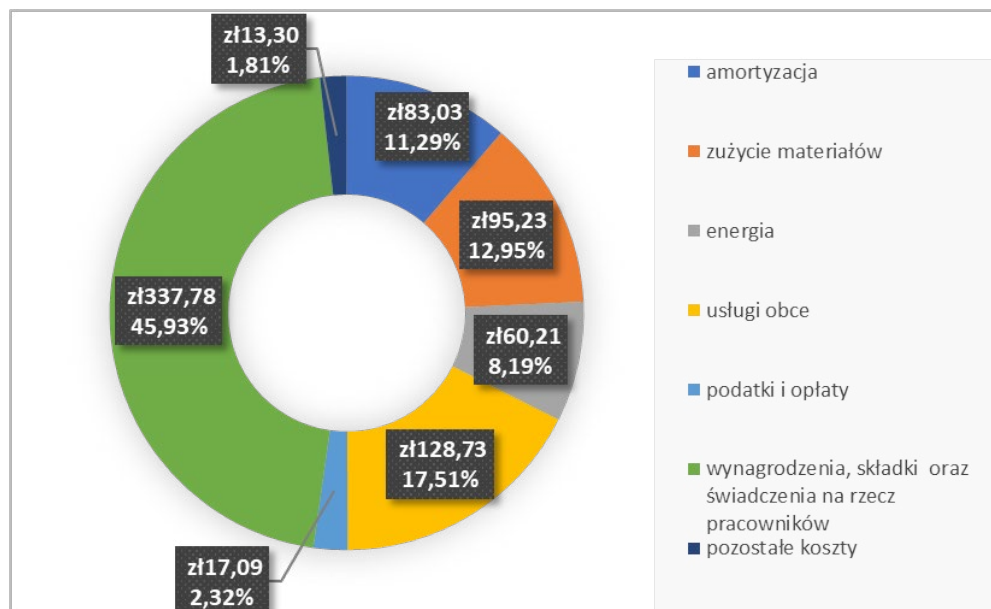
W lutym 2022 r. wprowadzono mechanizm wsparcia dla przedsiębiorstw wydobywczych m.in. dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych. Objęto nim poszczególne jednostki pro-

TABELA 2. Przychody, koszty i wynik na sprzedaży

TABLE 2. Revenues, costs and result on sales

Okres	Przychody ze sprzedaży węgla [mln zł]	Koszty sprzedanego węgla [mln zł]	Wynik ze sprzedaży węgla [mln zł]
2013	22 655,1	23 151,8	–496,8
2014	19 366,0	21 545,8	–2 179,8
2015	18 792,8	20 538,9	–1 746,1
2016	17 864,7	18 384,5	–519,8
2017	20 555,9	17 891,7	2 664,2
2018	21 502,3	20 180,3	1 322,0
2019	20 402,7	20 620,0	–217,3
2020	16 586,0	19 921,6	–3 335,5
2021	20 703,4	21 000,5	–297,2
2022	36 507,3	25 090,6	11 416,7
2023	37 902,7	30 742,8	7 159,9
I–VIII.2024	17 089,4	21 161,5	–4 072,1

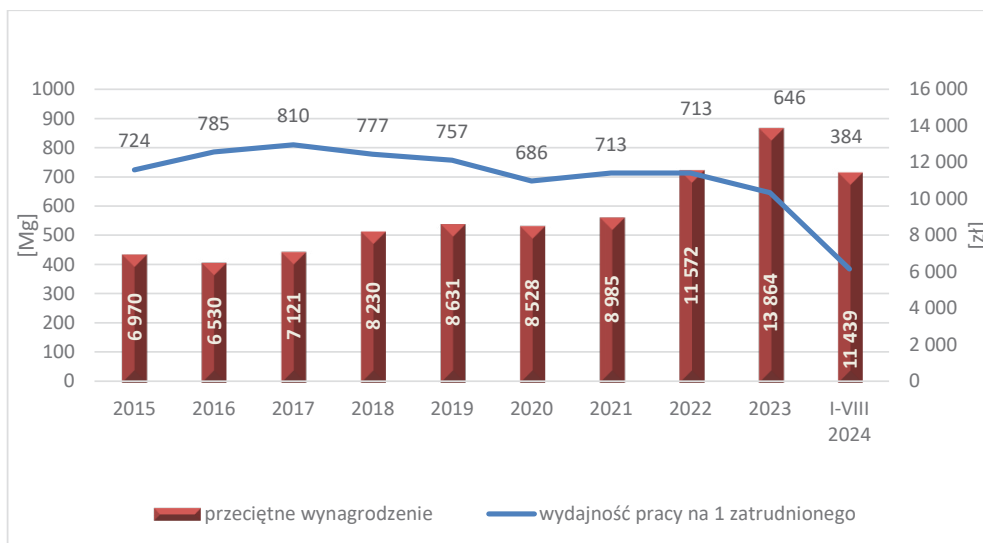
Źródło: Opracowanie własne na podstawie: ARP 2024c.



Rys. 4. Koszt jednostkowy produkcji węgla za 8 miesięcy 2024 r.

Źródło: ARP 2024c

Fig. 4. Unit cost of coal production for 8 months of 2024



Rys. 5. Przeciętne wynagrodzenie vs wydajność pracy

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARP 2024b

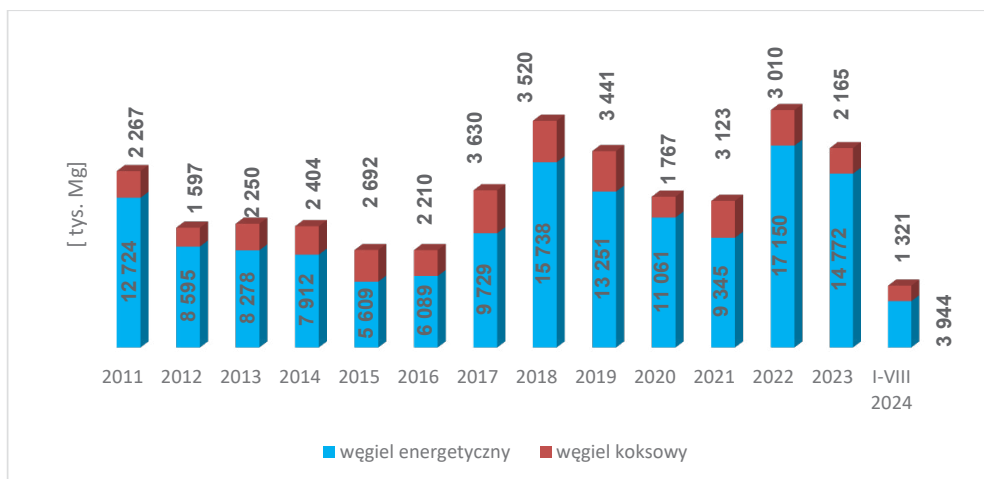
Fig. 5. Average salary vs. work efficiency

dukcyjne należące do spółek: Polska Grupa Górnicza SA, Południowy Koncern Węglowy SA (poprzednio Tauron Wydobywanie SA) oraz Węglukoks Kraj SA. Pomoc jest przewidziana do momentu wygaszenia wydobywania. W 2022 r. przekazano w ramach systemu środki w wysokości 1605,3 mln zł. W roku 2023 spółki nie wykorzystwały żadnych środków na dopłaty. W ciągu ośmiu miesięcy 2024 roku beneficjenci otrzymali 1 838,7 mln zł. Wsparcie zostało udzielone zarówno w postaci dotacji budżetowych, jak i skarbowych papierów wartościowych.

Do Polski napływa także węgiel z importu. Dane te przedstawiono na rysunkach 6 oraz 7. Pochodzą one z informacji przekazywanych dla ARP przez Izbę Administracji Skarbowej w Warszawie. W ciągu 8 miesięcy 2024 r., według danych Krajowej Administracji Skarbowej, na teren Polski dostarczono 5265,7 tys. ton, jest to głównie węgiel energetyczny.

ARP prowadzi badanie statystyczne dotyczące wielkości importu i nabycia wewnątrznijnego węgla kamiennego (sprawozdanie G-09.4). Dane te nie obejmują całości rynku, jednakże poza wolumenem, pozwalają prowadzić wiarygodne analizy dotyczące kierunków zbytu węgla pochodzącego z importu. Wynika z nich, iż większość węgla trafia do pozostałych odbiorców, innych niż energetyka zawodowa i przemysłowa, ciepłownie zawodowe i niezawodowe.

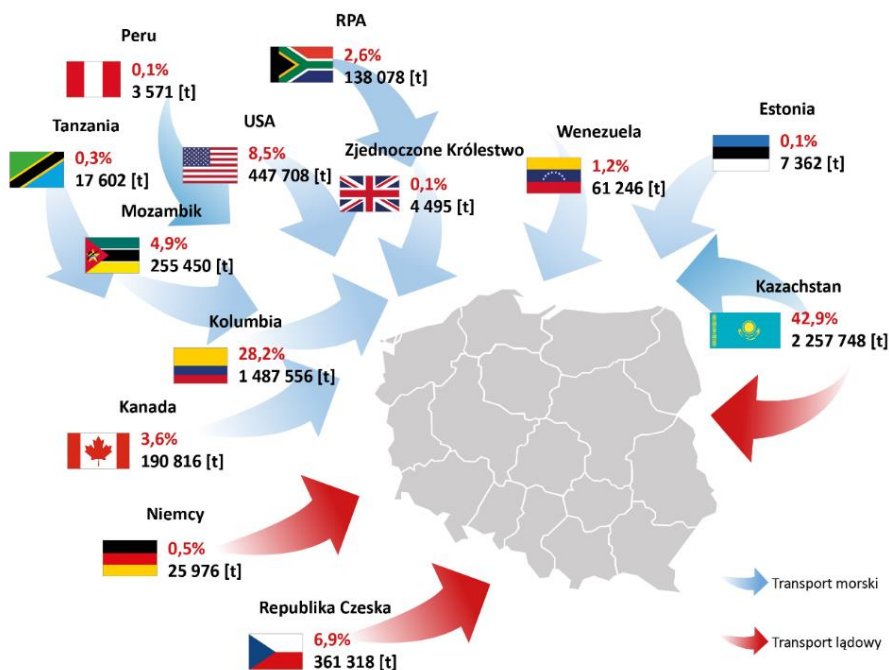
W grupie pozostałych odbiorców znajdują się także gospodarstwa domowe. Zaprzestanie importu węgla z pewnością zmniejszałoby zwały, ale nie rozwiąże jednak ich problemu. Spadające zapotrzebowanie na węgiel i prowadzenie wydobywania w poszczególnych kopalniach zgodnie z terminami określonymi w Umowie społecznej przy braku optymalizacji zatrudnienia, prowadzić będzie do nadprodukcji węgla. Konieczne jest zatem dostosowanie wydobywania do podaży węgla, biorąc pod uwagę również czynniki społeczne.



Rys. 6. Wolumen importu węgla kamiennego do Polski

Źródło: materiał ARP

Fig. 6. Volume of hard coal import to Poland



Rys. 7. Wybrane kierunki importu i przywozu węgla kamiennego za 8 miesięcy 2024 r.

Źródło: materiał ARP

Fig. 7. Selected directions of hard coal imports and imports for 8 months of 2024

Podsumowanie

- Głównym kierunkiem sprzedaży węgla kamiennego jest rynek krajowy.
- Rosnące zapasy węgla energetycznego są istotnym problemem sektora.
- W lutym 2022 r. uruchomiono system wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego. Systemem pomocy objęto jednostki produkcyjne należące do spółek: Polska Grupa Górnicza SA, Południowy Koncern Węglowy SA oraz Węglkokoks Kraj SA. System dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych będzie generował z roku na rok coraz wyższe obciążenia dla budżetu państwa.
- Rosnące koszty pracy i systematyczny spadek wydajności znacząco przyczyniają się do generowania strat. Uruchomienie mechanizmów osłonowych w przedsiębiorstwach objętych systemem wsparcia pozwalałoby na optymalizację zatrudnienia.

Literatura

- Ustawa 2007 – Dz. U. 2024, poz. 1383, tj. – ustawa z 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego.
- ARP 2024a – Sprawozdanie o obrocie węglem kamiennym oraz ceny i kierunki zbytu węgla kamiennego w sierpniu 2024 r. oraz w okresie styczeń-sierpień 2024 r. i poprzednie. Statystyka Publiczna | Polski Rynek Węgla – Agencja Rozwoju Przemysłu SA.
- ARP 2024b – Zatrudnienie, wydajność, płace i przepracowany czas pracy w górnictwie węgla kamiennego w Polsce w sierpniu 2024 r. oraz w okresie styczeń-sierpień 2024 r. i poprzednie.
- ARP 2024c – Wyniki techniczno-ekonomiczne działalności oraz inwestycje w górnictwie węgla kamiennego w Polsce w sierpniu 2024 r. i poprzednie. Statystyka Publiczna | Polski Rynek Węgla – Agencja Rozwoju Przemysłu SA.
- PRW 2024 – [Online] <https://polskirynekwegla.pl/raporty-dynamiczne> [Dostęp: 10.12.2024].

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po ośmiu miesiącach 2023 roku

Słowa kluczowe: wyniki finansowe sektora, monitoring górnictwa, węgiel kamienny

Streszczenie: W ciągu ośmiu miesięcy 2024 r. w siedmiu spółkach wydobyto łącznie 28 624,1 tys. ton węgla kamiennego, udział węgla energetyczny stanowił 74,5%. Zwały węgla energetycznego wyniosły 5346,2 tys. ton i były wyższe o 1860,8 tys. ton od poziomu sierpnia 2023 r., który i tak był wysoki. Kluczową wielkością charakteryzującą efektywność gospodarowania sektora jest wynik na sprzedaży węgla. Strata na sprzedaży za osiem miesięcy 2024 r. wyniosła 4 072,1 mln zł.

W lutym 2022 r. wprowadzono dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych. Objęto nim poszczególne jednostki produkcyjne należących do spółek: Polska Grupa Górnicza SA, Południowy Koncern Węglowy SA (poprzednio Tauron Wydobycie) oraz Węglkokoks Kraj SA. W 2022 r. przekazano spółkom środki w wysokości 1605,3 mln zł. W roku 2023 spółki nie wykorzystały. środków na dopłaty. W ciągu ośmiu miesięcy 2024 roku spółki objęte wsparciem otrzymały 1838,7 mln zł.

Picture of the hard coal mining sector after eight months of 2024

Keywords: mining financial performance, mining monitoring, hard coal

Abstract: During the eight months of 2024, a total of 28,624.1 thousand tons of hard coal were mined in seven companies, the share of steam coal accounted for 74.5%. Piles of thermal coal amounted to 5,346.2 thousand tons and were higher by 1,860.8 thousand tons from the August 2023 level, which was already high. The key figure characterizing the efficiency of the sector's management is the result on coal sales. The loss on sales for the eight months of 2024 amounted to PLN 4,072.1 million.

In February 2022, subsidies for capacity reductions were introduced. It covered individual production units belonging to the following companies: Polska Grupa Górnicza SA, Południowy Koncern Węglowy SA (formerly Tauron Wydobycie) and Węgłokoks Kraj SA. In 2022, funds in the amount of PLN 1,605.3 million were transferred to the Company. In 2023, the companies did not take advantage of it. funds for subsidies. During the eight months of 2024, the supported companies received PLN 1,838.7 million.

Radosław SZCZERBOWSKI¹

Rola węgla i gazu w transformacji energetycznej Niemiec

Wprowadzenie

Ważnym krokiem w kierunku redukcji emisji gazów cieplarnianych i neutralności klimatycznej jest odejście od paliw kopalnych, takich jak węgiel i gaz ziemny, na rzecz źródeł bardziej przyjaznych dla środowiska, w szczególności energii odnawialnej. Spośród wszystkich źródeł energii, węgiel jest powszechnie uważany za najgorszy pod względem emisji gazów cieplarnianych, a zatem jest jednym z głównych celów europejskiej polityki transformacji niskoemisyjnej. Należy zauważyć, że od 1990 roku wydobywanie węgla kamiennego w Europie spadło o 77%, natomiast węgla brunatnego o 55% (ECA 2022). Sytuacja związana z wojną w Ukrainie wywołała ponowne spekulacje na temat możliwości powrotu węgla do energetyki.

Wydaje się, że krajem, który wywiera zdecydowanie największy wpływ na politykę energetyczną krajów Unii Europejskiej, są Niemcy. Zainicjowana w 2011 r. niemiecka transformacja energetyczna *Energiewende* (Energiewende 2012), zaproponowana przez rząd, ze względu na narzucone tempo zmian, stanowi wyzwanie w strategii energetycznej Niemiec. *Energiewende* to przede wszystkim przełom energetyczny, związany z dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii i planem wyłączenia z eksploatacji elektrowni jądrowych, a w dalszej perspektywie również węglowych.

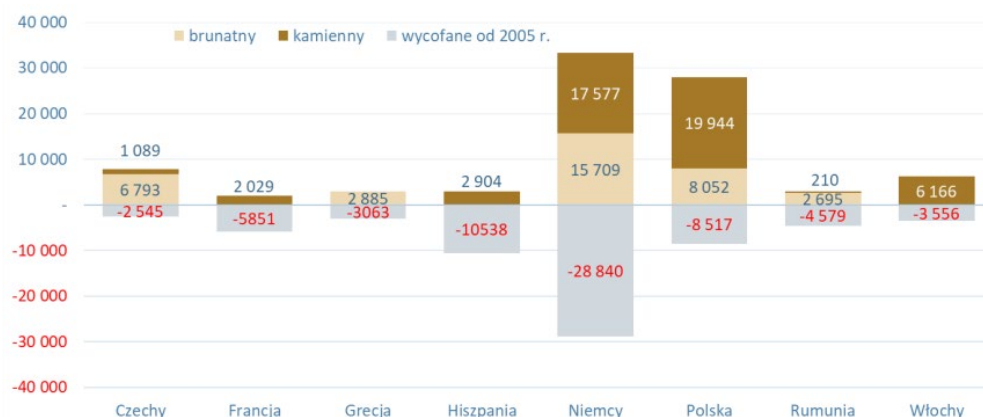
Według danych z 2023 r. Niemcy były trzecią potęgą gospodarczą na świecie za USA i Chinami, z PKB o wartości 4,46 bln USD. Niemcy posiadają znaczny sektor przemysłowy, w tym również energochłonny, w związku z tym są szczególnie narażone na efekty wahań cen nośników energii wywołane wojną w Ukrainie. Prawie 60% energii elektrycznej wytworzonej w Niemczech w 2023 r. pochodziła z odnawialnych źródeł energii. Energia wiatrowa, z której w ubiegłym roku zostało wytworzone ponad 32% energii elektrycznej, zastąpiła węgiel jako najważniejsze źródło energii. Węgiel pozostał drugim najważniejszym źródłem wytwarzania

¹ Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki; ORCID iD: 0000-0001-8262-683X; e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

energii elektrycznej, ale jego udział w energetyce spadł z ponad 33% w 2022 r. do ok. 26% w 2023. Z tego 18,2% to węgiel brunatny, a 7,8% węgiel kamienny (Energy 2024), który w całości jest importowany.

1. Węgiel i gaz w niemieckiej energetyce

Od 2005 r. wycofane zostało z niemieckiego systemu ponad 28 GW mocy w elektrowniach węglowych. Pomimo tego, niemiecki system energetyczny dysponuje największą mocą zainstalowaną w elektrowniach węglowych w Europie, moc ta wynosi ponad 33 GW (rys. 1). Rezygnacja z energetyki węglowej jest kluczowym elementem transformacji energetycznej oraz polityki klimatycznej Niemiec. Wraz z wejściem w życie „Ustawy o ograniczeniu i zaprzestaniu produkcji energii elektrycznej z węgla” z 2020 r. (Monitoring 2020), postanowiono najpóźniej do 2038 r. zakończyć produkcję energii elektrycznej z węgla. Ale wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ w Europejskim Systemie Handlu Emisjami (EUETS 2023) mogą oznaczać przyspieszenie procesu wygaszania bloków węglowych (Cleanenergy 2024).



Rys. 1. Moc zainstalowana w elektrowniach węglowych w wybranych krajach europejskich [MW]

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Coal 2024)

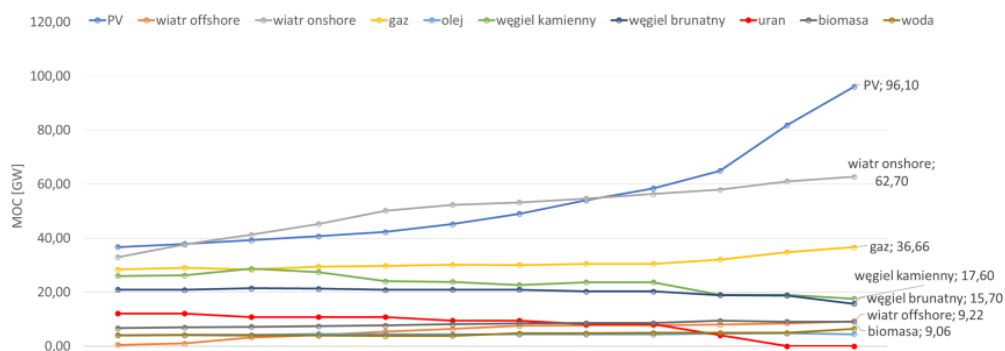
Fig. 1. Installed capacity of coal-fired power plants in selected European countries [MW]

Jak wynika z analizy przeprowadzonej przez instytut badawczy Fraunhofer ISE, produkcja energii z węgla brunatnego w Niemczech spadła w 2023 r. do najniższego poziomu od 1963 r., podczas gdy produkcja energii z węgla kamiennego spadła nawet do najniższego poziomu od 1955 r. Według rocznego przeglądu energetycznego instytutu, produkcja z turbin wiatrowych wzrosła szczególnie mocno, o ponad 17 TWh.

Wzrost produkcji energii z węgla odnotowany w 2023 r. został zatem odwrócony w roku, w którym Niemcy zamknęły również trzy ostatnie elektrownie jądrowe. Wysokie ceny gazu w czasie kryzysu energetycznego i niedobór francuskiej produkcji energii jądrowej spowodowały gwałtowny wzrost zużycia paliw kopalnych w 2022 r. Udział węgla w produkcji

energii elektrycznej wyniósł wtedy ponad 33%. W pierwszej połowie 2024 r. udział energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii osiągnął rekordowe 61,5% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Jednak węgiel nadal pozostaje drugim najważniejszym źródłem energii z udziałem na poziomie 26% produkcji w 2023 r. oraz ponad 23% do listopada 2024 r. Paliwo gazowe odpowiada za ponad 17% udziału w miksie elektroenergetycznym (Cleanenergy 2024; IEA 2024).

W niemieckim miksie energetycznym energetyka jądrowa w 2000 r. odpowiadała za wytwarzanie ok. 30% energii, jeszcze w 2021 r. zapewniała ok. 13% zapotrzebowania na energię, przy ok. 4% udziale w mocy zainstalowanej. Zgodnie z decyzjami rządu i parlamentu Niemiec, ostatnie elektrownie jądrowe zostały wyłączone w 2023 r. Natomiast co istotne, od początku przemian energetycznych w Niemczech powoli wzrasta udział w mocy zainstalowanej źródeł gazowych, który wynosi obecnie ponad 36 GW (rys. 2) i stanowi ok. 14% mocy zainstalowanej (rys. 3), a produkcja energii elektrycznej z gazu to już ponad 17% całkowitej produkcji i w 2023 r. wyniosła ponad 89 TWh (Energy 2024).



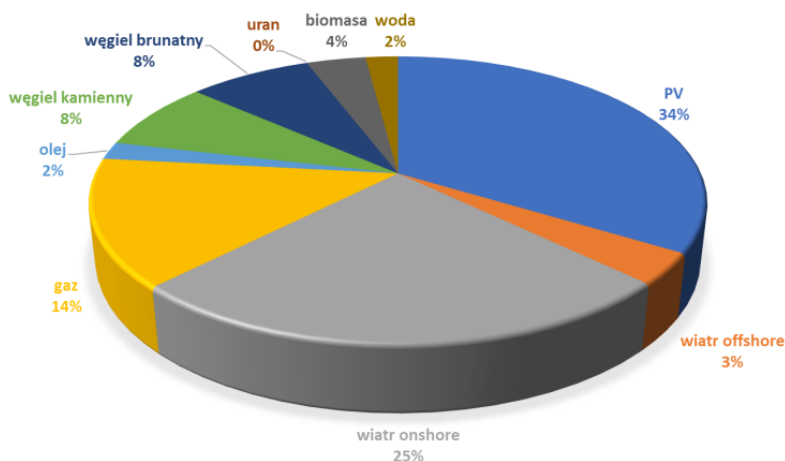
Rys. 2. Zmiany mocy zainstalowanej w poszczególnych źródłach wytwórczych w Niemczech w latach 2013–2024 [GW]

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Energy 2024)

Fig. 2. Changes in installed capacity of each generation source in Germany from 2013 to 2024 [GW]

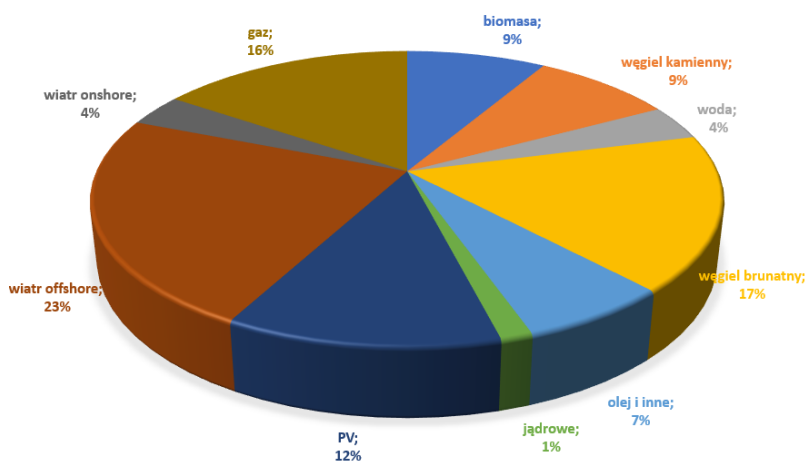
Emisje w niemieckim sektorze energetycznym osiągnęły najwyższy poziom w 2007 roku i od tego czasu znacznie spadły, ponieważ produkcja energii elektrycznej z węgla zmniejszyła się o ponad połowę. W 2000 r. z węgla wytwarzano 52% energii elektrycznej, ale do 2023 r. udział ten spadł do 26% (rys. 4). Niemcy dążą do uzyskania 75%, a nawet 80% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do 2030 r., a docelowo tamtejszy mikś wytwórczy miałby bazować na nich w pełni, podczas gdy scenariusz zerowej emisji netto MAE (Międzynarodowa Agencja Energetyczna, ang. *International Energy Agency* – IEA) określa globalny cel w wielkości 60% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do 2030 r. (Ember 2024).

Niemiecki model transformacji energetycznej zakłada opieranie systemu elektroenergetycznego w coraz większym stopniu na OZE. Energetyka odnawialna (w niemieckich warunkach głównie wiatrowa i słoneczna) ze względu na niestabilność potrzebuje jednak dyspozycyjnych elektrowni wspierających (tzw. *back-up*), uzupełniających zmienną generację ze



Rys. 3. Procentowe udziały mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w 2023 w Niemczech
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Energy 2024)

Fig. 3. Percentages of installed capacity of generation sources in 2023 in Germany



Rys. 4. Procentowe udziały źródeł w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2023 w Niemczech
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Energy 2024)

Fig. 4. Percentage shares of sources in electricity generation in 2023 in Germany

źródeł odnawialnych. Z pobudek politycznych Niemcy zdecydowały się zrezygnować z niskoemisyjnej energetyki jądrowej, która mogłaby w dużej mierze pełnić tę funkcję. W niemieckim modelu transformacji energetycznej funkcję uzupełniającą dla OZE i stabilizującą w przyszłości system mają pełnić przede wszystkim elektrownie gazowe, które docelowo miałyby być zasilane wodorem.

Według szacunków BMWK (Federalne Ministerstwo Gospodarki i Ochrony Klimatu, niem. *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*) szybsze odejście od węgla przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego umożliwiłyby nowe dyspozycyjne bloki gazowe o łącznej mocy ok. 20–25 GW, uruchomione do 2030 roku. Jednak obecny system rynku energii w Niemczech zakłada, że elektrowniom płaci się tylko za wyprodukowaną energię, a nie za gotowość do pracy. Zatem budowa nowych jednostek konwencjonalnych mających pracować jako źródła bilansujące nie opłaca się inwestorom. W systemie opartym w coraz większym stopniu na źródłach odnawialnych bloki konwencjonalne są już teraz używane coraz rzadziej, a tym samym generują coraz mniejszy zysk (OSW 2024).

Rząd niemiecki zgodził się wydać 16 mld euro na budowę czterech dużych elektrowni na gaz ziemny, aby zaspokoić zapotrzebowanie na energię elektryczną w ramach gruntownej transformacji energetycznej. W uzasadnieniu na tak duże wsparcie finansowe napisano, że źródła gazowe są kluczem do zapewnienia stałych dostaw energii „nawet w czasach, gdy jest mało słońca i wiatru”. Ponadto rząd niemiecki określił elektrownie zasilane gazem ziemnym jako „nowoczesne, elastyczne i przyjazne dla klimatu”, ponieważ będą one przystosowane do konwersji w celu wykorzystania wodoru wytwarzanego ze źródeł odnawialnych. Moc tych elektrowni ma wynieść ok. 10 GW, natomiast pozostałe bloki będą budowane jako projekty komercyjne. Natomiast środowiska i grupy ekologiczne potępiły tę strategię, uznając ją jako doskonały przykład tego, jak szum wokół wodoru jest tylko zasłoną dymną dla wykorzystania większej ilości gazu ziemnego (Politico 2024).

Od dłuższego czasu w Niemczech toczy się dyskusja, czy kraj ten nadal potrzebuje stałych źródeł, takich jak elektrownie węglowe i gazowe, które dostarczają energię elektryczną 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu, bez względu na pogodę, czyli źródeł energii pracujących w podstawie obciążenia. Wraz z niemiecką *Energiewende* i coraz większą ilością odnawialnych źródeł energii, debata ta przybrała na sile. Wielu ekspertów związanych z branżą OZE kwestionuje dalszą rolę źródeł, które pracują w podstawie obciążenia. Uważają oni, że odpowiedni miks odnawialnych źródeł energii, a także magazynowanie i usługi elastyczności sieci sprawią, że tradycyjne źródła nie będą potrzebne.

Źródła pracujące w podstawie sprawiają, że system dysponuje minimalną ilością energii elektrycznej, której zawsze potrzebuje. W przeszłości pochodziła ona z dużych elektrowni, zwłaszcza jądrowych i węglowych, które pracowały nieprzerwanie, zapewniając stabilną, przewidywalną energię elektryczną. Niemiecka sieć, podobnie jak wiele innych, została zbudowana wokół obciążenia podstawowego. Elektrownie te pracowały w ruchu ciągłym, podczas gdy elektrownie gazowe obsługiwały szczyty zapotrzebowania. Ponieważ jednak obecnie OZE dostarczają więcej energii niż to wynika z zapotrzebowania, krytycy starego systemu twierdzą, że moc pracująca w podstawie obciążenia jest przestarzała, a przyszłością jest elastyczność, a nie zawsze włączone elektrownie. Poprzez rozproszenie i decentralizację systemu oraz połączenie odnawialnych źródeł energii, magazynowania i inteligentnych sieci, wierzą, że niemiecki system może utrzymać stabilność bez dużych, pracujących stabilnie elektrowni, a źródła gazowe i biomasa zapewniłyby zasilanie awaryjne w razie potrzeby.

Jednak krytycy tego poglądu twierdzą, że poleganie wyłącznie na elastyczności i odnawialnych źródłach energii może nie gwarantować bezpieczeństwa energetycznego. Nawet przy wzroście udziału magazynowania energii, przedłużające się ciemne i bezwietrzne okresy

mogą sprawić, że zabraknie energii elektrycznej. Przykładem jest niemieckie zjawisko *Dunkelflaute*, czyli dni lub tygodnie z niewielką ilością światła słonecznego i wiatru. W takich sytuacjach Niemcy musieli importować znaczne ilości energii z krajów sąsiednich, co powodowało niespotykane wzrosty cen energii na rynku (Cloud 2024).

Czy zatem gaz ziemny będzie paliwem „pomostowym” w niemieckiej transformacji energetycznej. Elektrownie gazowe mogą szybko zwiększać moc, aby zaspokoić popyt, ale także pracować nieprzerwanie jako elektrownie pracujące w podstawie obciążenia. Poleganie na gazie wiąże się jednak z wyzwaniami, zwłaszcza jeśli chodzi o zabezpieczenie dostaw w obliczu ciągle trwającego konfliktu na Ukrainie.

Według danych Federalnej Agencji ds. Sieci (Bundesnetzagentur 2024), całkowity wolumen gazu ziemnego importowanego do Niemiec w 2023 r. wyniósł 968 TWh (2022 rok: 1437 TWh). Największe ilości pochodziły z Norwegii (43%), Holandii (26%) i Belgii (22%). Pierwszy niemiecki terminal skroplonego gazu ziemnego (LNG) rozpoczął działalność w Wilhelmshaven w grudniu 2022 r. Następnie w styczniu i marcu 2023 r. uruchomiono terminale w Lubminie i Brunsbüttel. Czwarty terminal LNG w kraju został uruchomiony w Stade w grudniu 2023 r. Całkowity wolumen gazu ziemnego importowanego do Niemiec za pośrednictwem niemieckich terminali LNG w 2023 r. wyniósł 69 656 GWh. Stanowi to 7% całkowitego importu gazu do Niemiec. W dniu 19 grudnia 2023 r. *Securing Energy for Europe*, niemiecka państwowa spółka gazowa, podpisała długoterminową umowę z norweską spółką energetyczną *Equinor* na dostawy 111 TWh gazu rocznie w okresie od 2024 do 2034 r. (ok. 10 mld m³). Na podstawie tej umowy norweski gaz będzie dostarczany na rynki Niemiec, Holandii i Wielkiej Brytanii. Umowa przewiduje możliwość przedłużenia dostaw na kolejne pięć lat, w trakcie których *Equinor* mógłby dostarczyć do SEFE łącznie 319 TWh (ok. 29 mld m³) gazu, czyli 64 TWh rocznie (prawie 6 mld m³). Stanowi to znaczny krok w kierunku uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego z Rosji. Niemcy były największym importerskim rosyjskiego gazu w Europie przed inwazją Rosji na Ukrainę w 2022 r. Po ogłoszeniu stopniowego wycofywania rosyjskiego gazu i nagłym odcięciu dostaw gazu przez Rosję, Berlin musiał znaleźć alternatywy, zabezpieczając kontrakty z innymi dostawcami i budując terminale do odbioru tzw. skroplonego gazu ziemnego (LNG) drogą morską. Wydaje się zatem, że Niemcy zaprzestali bezpośredniego importu rosyjskiego gazu latem 2022 r., kilka miesięcy po inwazji na Ukrainę na pełną skalę. Ale nowe dane pokazują, że znaczne ilości gazu nadal trafiają do tego kraju poprzez dostawy od sąsiadów. Drugi i trzeci co do wielkości dostawca gazu ziemnego do Niemiec, Holandia i Belgia, importują znaczne ilości skroplonego gazu ziemnego (LNG) z rosyjskiego projektu Jamał LNG. Dostawy te docierają następnie do Niemiec w ramach transgranicznych dostaw gazu rurociągami. Oba kraje zaspokajają odpowiednio 26 i 22% krajowego zapotrzebowania na gaz (DW 2024; Highnorthenews 2024).

Podsumowanie

Niemcy posiadają obecnie prawie 90 GW mocy w tzw. źródłach sterowalnych: elektrowniach węglowych, gazowych, wodnych i na biomasę. Mają również ponad 9 GW elek-

trawni szczytowo-pompowych. Oznacza to, że niemieckie obciążenie szczytowe wynoszące ok. 80 GW teoretycznie może być zaspokojone nawet w dni, w których nie będzie można skorzystać z energii wiatrowej i słonecznej. Zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie jednak nadal rosło w ciągu najbliższych kilku lat. Coraz więcej osób jeździ samochodami elektrycznymi i ogrzewa swoje domy pompami ciepła.

Według zapowiedzi udział bloków gazowych w niemieckim systemie energetycznym powinien do 2030 r. wzrosnąć o prawie 10 GW nowych elektrowni, docelowo zasilanych wodorem (w latach 2035–2040). W przypadku kiedy nie powstanie odpowiedni system magazynów energii wielkość ta powinna wzrosnąć o kolejne 10 GW. Zatem udział gazu w niemieckim systemie energetycznym może w najbliższych latach wzrosnąć w sposób znaczący. Stąd też próba przyspieszenia odejścia od paliwa gazowego w ciepłownictwie indywidualnym, które do 2045 r. będzie musiało korzystać wyłącznie ze źródeł OZE. Natomiast udział gazu w miksie energetycznym jest silnie zależny od możliwości jego pozyskania na rynkach światowych. Niemcy od momentu konfliktu na Ukrainie skutecznie doprowadziły do uniezależnienia się od gazu z Rosji, który zapewniał ok. 60% zużycia.

Z ekologicznego punktu widzenia gaz ziemny jest znacznie mniej szkodliwy niż węgiel. Zatem eliminacja węgla z energetyki i zastąpienie go gazem pozwoli w perspektywie 2045 r. na znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych. W perspektywie długoterminowej, mniej więcej od 2040 r., coraz bardziej znaczący w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie udział gazu syntetycznego zamiast gazu ziemnego. Gaz ten będzie wytwarzany w oparciu o wodór produkowany z energii odnawialnej z wykorzystaniem technologii *Power to Gas*.

Przyszłość źródeł pracujących w podstawie systemu energetycznego w Niemczech pozostaje niepewna. Rząd chce elastycznej, zdecentralizowanej sieci, ale napotyka przeszkody. Technologia magazynowania energii jest coraz lepsza, ale jeszcze nie na tyle, by zastąpić bloki energetyczne pracujące w podstawie obciążenia, o ile to będzie w ogóle możliwe. Odnawialne źródła energii wciąż stanowią wyzwanie dla stabilności sieci. Tymczasem zależność od gazu w zakresie elastyczności budzi obawy dotyczące bezpieczeństwa i klimatu. W obliczu stopniowego wycofywania węgla i energii jądrowej nie jest jasne, czy Niemcy będą w stanie utrzymać stabilność systemu bez rozwoju nowych źródeł pracujących w podstawie systemu.

Literatura

- Bundesnetzagentur 2024. [Online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2024/20240104_Gasversorgung2023.html [Dostęp: 10.12.2024].
- Cleanenergy 2024. [Online] <https://www.cleanenergywire.org/news/> [Dostęp: 10.12.2024].
- Cloud 2024. [Online] <https://clouglobal.com/is-baseload-power-still-necessary-in-germanys-energy-future/> [Dostęp: 10.12.2024].
- Coal 2024 – European Coal Plant Database. [Online] <https://beyondfossilfuels.org/database/> [Dostęp: 10.12.2024].
- DW 2024. [Online] <https://www.dw.com/en/is-germany-still-importing-russian-gas/a-70813419> [Dostęp: 10.12.2024].
- ECA 2022 – European Court of Auditors, EU support to coal regions. Limited focus on socio-economic and energy transition. [Online] https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR22_22/SR_coal_regions_EN.pdf [Dostęp: 16.11.2024].
- Ember 2024. [Online] <https://ember-energy.org/countries-and-regions/germany/> [Dostęp: 10.12.2024].

- Energiewende 2012 – Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin, 2012.
- Energy 2024. [Online] <https://www.energy-charts.info/charts/> [Dostęp: 10.12.2024].
- EUETS 2023 – Dyrektywa 2023/959 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 10 maja 2023 r. [Online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L0959> [Dostęp: 10.12.2024].
- Highnorthnews 2024. [Online] <https://www.highnorthnews.com/en/germany-continues-import-russian-natural-gas-through-belgium-and-netherlands> [Dostęp: 10.12.2024].
- IEA 2024. [Online] <https://www.iea.org/countries/germany/> [Dostęp: 10.12.2024].
- Monitoring 2020 – Key findings and Summary, Monitoring report 2020, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [Online] www.bundesnetzagentur.de [Dostęp: 16.11.2024].
- OSW 2024. [Online] <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2024-02-12/klucz-do-przyszlosci-energiewende-wsparcie-budowy-nowych> [Dostęp: 10.12.2024].
- Politico 2024. [Online] <https://www.politico.eu/article/nuclear-reactors-germany-invest-gas-power-plants-energy/> [Dostęp: 16.11.2024].

Rola węgla i gazu w transformacji energetycznej Niemiec

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, węgiel, gaz, Niemcy, Energiewende

Streszczenie: Ponad połowa energii elektrycznej wytworzonej w Niemczech w 2023 r. pochodziła z odnawialnych źródeł energii. Energia wiatrowa, z której w ubiegłym roku zostało wytworzone 31% energii elektrycznej zastąpiła węgiel jako najważniejsze źródło energii. Węgiel pozostał drugim najważniejszym źródłem wytwarzania energii elektrycznej, ale jego udział w energetyce spadł z prawie 33% w 2022 r. do ponad 25% w 2023 r. Z tego 16,8% to węgiel brunatny, a 8,6% węgiel kamienny, który w całości jest importowany. W pierwszej połowie 2024 r. Udział energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii osiągnął rekordowe 61,5% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Paliwo gazowe odpowiada za ponad 11% udziału w miksie elektroenergetycznym. Niemcy mają ambitny plan wycofania się z energetyki węglowej do 2038 r., chociaż coraz częściej mówi się o tym aby proces ten znacznie przyspieszyć i zamknąć ostatnią elektrownię węglową już w 2030 r. Jednak ze względu na kryzys energetyczny będący następstwem wojny na Ukrainie proces ten może ulec znacznym zmianom. W 2024 r. Niemcy ogłosiły również duży program budowy elektrowni gazowych, dzięki któremu ma powstać 10 GW nowych mocy. Docelowo mają one w przyszłości pracować z wykorzystaniem zielonego wodoru. Bloki gazowe mają bilansować niemiecki system elektroenergetyczny, w którym szybko rosną moce zainstalowane w OZE, a z którego wyeliminowano już pracujące w podstawie elektrownie jądrowe.

The role of coal and gas in Germany's energy transition

Keywords: energy transition, coal, gas, Germany, Energiewende

Abstract: More than half of the electricity generated in Germany in 2023 came from renewable energy sources. Wind energy, from which 31% of electricity was generated last year, replaced coal as the most important energy source. Coal remained the second most important source of electricity generation, but its share of power generation fell from nearly 33% in 2022 to more than 25% in 2023. Of this, 16.8% is lignite and 8.6% is hard coal, all of which is imported. In the first half of 2024, the share of electricity from renewable energy sources reached a record 61.5% of total electricity generation. Gas fuel accounts for more than 14% of the share in the electricity mix. Germany has an ambitious plan to phase out coal power by 2038, although there is increasing talk of speeding up the process considerably and closing the last coal-fired power plant as early as 2030. However, due to the energy crisis in the aftermath of the war in Ukraine, this process may change significantly. In 2024, Germany also announced a major program to build gas-fired power plants, which is expected to create 10 GW of new capacity. Ultimately, these are to run on green hydrogen in the future. The gas units are to balance Germany's electricity system, which is rapidly growing in RES capacity, and from which the nuclear power plants already in operation at the base have been eliminated.

Beata KŁOJZY-KARCZMARCZYK¹
Said MAKOUDI²

Wytwarzanie bioodpadów w odpadach komunalnych jako substratu do produkcji biogazu na przykładzie południowo-wschodniej Polski

Wprowadzenie

Zgodnie z ustawą z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (t.j. Dz.U. z 2023 r. poz. 1587 ze zm.), bioodpady to odpady ulegające biodegradacji z ogrodów i parków, odpady żywności i odpady kuchenne z gospodarstw domowych, gastronomii, zakładów zbiorowego żywienia, hurtowni i jednostek handlu detalicznego, a także podobne odpady z zakładów produkujących lub zakładów wprowadzających żywność do obrotu. Odpady te zasilają strumień odpadów komunalnych, a także odpadów powstających w różnych sektorach gospodarki, w szczególności w sektorze rolno-spożywczym. W sektorze komunalnym, bioodpady mogą być zbierane selektywnie i zagospodarowane we własnym zakresie lub też kierowane są do przetwarzania w odpowiednich instalacjach. Odpady te zasilają także strumień odpadów komunalnych niesegregowanych (zmieszanych), nazywanych także odpadami reszkowymi, po czym kierowane są do instalacji mechaniczno-biologicznego przetwarzania (instalacje MBP) w celu segregacji i dalszego zagospodarowania.

Bioodpady wydzielone ze strumienia odpadów komunalnych mogą być zagospodarowane w procesie kompostowania oraz mogą być skierowane do procesu fermentacji i produkcji biogazu, co w konsekwencji pozwala na ich wykorzystanie w celach energetycznych i ciepłych. Instalacje przetwarzające takie odpady z sektora komunalnego często określane są jako instalacje do przetwarzania odpadów zielonych i innych biood-

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-2003-2291;
e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl

² Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-8700-5861;
e-mail: makoudi@min-pan.krakow.pl

padów lub jako biogazownie komunalne (KPGO 2028). Spotykane dane literaturowe podają odmienną charakterystykę odpadów o potencjale do produkcji biogazu (KPGO 2028; Krasuska i in. 2024; Raport POB 2024), jednak skład morfologiczny odpadów potencjalnie kierowanych do biogazowni generalnie jest zbliżony. Należy zauważyć, że zgodnie z dostępnymi danymi, bioodpady z sektora komunalnego, selektywnie zebrane oraz bioodpady pochodzące z sektora rolno-spożywczego, kierowane do produkcji biogazu w biogazowniach, stanowią zaledwie 6% substratów stosowanych do produkcji biogazu ogółem, przy czym bioodpady z sektora komunalnego stanowią 1% (Krasuska i in. 2024). Pozostała masa to najczęściej substraty pochodzące z produkcji rolnej roślinnej i zwierzęcej, stanowiące produkty uboczne produkcji i nieposiadające statusu odpadów (t.j. Dz.U. z 2023 r. poz. 1587 ze zm.). W literaturze spotyka się szereg prac publikowanych pozwalających na wykazanie zróżnicowania jakości substratów stosowanych do produkcji biogazu w biogazowniach oraz zapotrzebowania na takie postępowanie (m.in. Lewicki i in. 2014; Bresz i in. 2023; Łukomska i in. 2024). Budowa lokalnych biogazowni w oparciu o bioodpady i produkty uboczne z sektora komunalnego i rolno-spożywczego staje się obecnie celowym działaniem i wpisuje się w założenia dokumentów planistycznych szczebla krajowego (m.in. KPGO 2028).

Przeprowadzono analizę wytwarzania bioodpadów przez mieszkańców województw południowo-wschodniej Polski. Analizowano wytwarzanie i selektywne zbieranie odpadów w województwie małopolskim, województwie śląskim oraz województwie podkarpackim. W strumieniu wytwarzanych odpadów komunalnych odpady ulegające biodegradacji, a tym samym bioodpady, zajmują znaczący udział. Podstawą przeprowadzonej analizy są dostępne dokumenty planistyczne na lata 2020–2028 (PGOWM 2023–2028; PGOWŚ 2023–2028; PGOWP 2020–2026). Zgodnie z klasyfikacją NUTS, analizowane województwa (małopolskie, śląskie oraz podkarpackie) należą do Makroregionu Południowego oraz Makroregionu Wschodniego (Klasyfikacja NUTS 2021).

1. Podstawowe założenia metodyki

Przedmiotem analizy jest szacowanie wielkości wytwarzania bioodpadów w sektorze komunalnym. Analiza selektywnego zbierania odpadów ulegających biodegradacji, w tym bioodpadów, w skali całego kraju oraz ograniczenia i zagrożenia dla tego procesu są przedmiotem wielu prac publikowanych (m.in. Rolewicz-Kalińska i in. 2020; Szczepański i in. 2022; Czekala 2023). Bioodpady to odpady ulegające biodegradacji, które mogą zostać zagospodarowane w procesie przetwarzania w warunkach tlenowych poprzez kompostowanie lub warunkach beztlenowych (fermentacja) z produkcją biogazu w biogazowniach (m.in. Rosik-Dulewska 2015; Jędrszak 2020). Kompostowanie i fermentacja bioodpadów to procesy recyklingu organicznego oznaczone jako R3, zgodnie z załącznikiem 1 do ustawy o odpadach z dnia 14 grudnia 2012 r.

Do **bioodpadów**, dla których szacowano wytwarzanie dla potrzeb produkcji biogazu, zaliczono 2 rodzaje odpadów z grupy 20, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu w sprawie katalogu odpadów (Dz.U. z 2020 r. poz. 10):

1. Odpady kuchenne ulegające biodegradacji (kod odpadów zbieranych selektywnie: 20 01 08);
2. Odpady z ogrodów i parków ulegające biodegradacji (kod odpadów zbieranych selektywnie: 20 02 01).

Bioodpady mogą być także częścią strumienia odpadów komunalnych zebranych w sposób zmieszany (kod odpadów: 20 03 01), a w wyniku mechanicznego przetwarzania (głównie w instalacjach MBP) zasilają odpowiednie rodzaje odpadów z grupy 19.

Analizowano możliwości wytwarzania bioodpadów przez mieszkańców województwa małopolskiego, śląskiego i podkarpackiego. Podstawowym źródłem danych dla przeprowadzonej analizy są plany gospodarki odpadami opracowane na szczeblu wojewódzkim i stan aktualny oraz prognozy wytwarzania odpadów w oparciu o rok bazowy:

- województwo podkarpackie, rok bazowy 2018 (PGOWP 2022–2026),
- województwo śląskie, rok bazowy 2018 (PGOWŚ 2023–2028),
- województwo małopolskie, rok bazowy 2019 (PGOWM 2023–2028).

Założono, że **masa bioodpadów** wytwarzanych w sektorze komunalnym, które mogą zostać zagospodarowane do produkcji biogazu obejmuje łącznie:

- bioodpady zbierane selektywnie (odpady o kodach 20 01 08 oraz 20 02 01),
- bioodpady wydzielone ze strumienia niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych,
- bioodpady zebrane w przydomowych kompostownikach.

Masa **selektywnie zbieranych bioodpadów** (odpady o kodach 20 01 08 oraz 20 02 01) została określona na podstawie danych roku bazowego dla dokumentów planistycznych poszczególnych województw (PGOWP 2022–2026; PGOWM 2023–2028; PGOWŚ 2023–2028). Masa odpadów określona dla zebranych bioodpadów w sposób selektywny została powiększona o masę bioodpadów zawartych w niesegregowanych odpadach komunalnych oraz o masę bioodpadów z przydomowych kompostowników. Uzyskana w ten sposób masa wytwarzanych bioodpadów przez mieszkańców poszczególnych województw daje całościowy obraz wielkości strumienia tej frakcji odpadowej, która może być zagospodarowana w procesie produkcji biogazu w lokalnych biogazowniach. Odpady te zaliczane są do substratów stanowiących podstawę funkcjonowania biogazowni (Krasuska i in. 2024; Raport POB 2024).

Masę **bioodpadów w niesegregowanych (zmieszanych)** odpadach komunalnych, odbieranych od mieszkańców, szacowano na podstawie wielkości udziału bioodpadów zawartych w strumieniu odpadów zbieranych w sposób zmieszany oraz ich masy ogółem. Udział bioodpadów w odpadach niesegregowanych przyjęto na poziomie **30,1%**, zgodnie z analizą przedstawioną w raporcie IOŚ-PIB (Szczepański i in. 2021). Zawartość bioodpadów w całym strumieniu wytwarzanych odpadów komunalnych kształtowała się w roku 2020 na poziomie 32,4% (Czekała 2003).

Obecnie brak jest jednoznacznej metodyki szacowania ilości **bioodpadów** kompostowanych „u źródła” w **przydomowych kompostownikach**. Jednostki samorządowe w swojej sprawozdawczości ograniczają się najczęściej do rejestrowania ilości przydomowych kompostowników na podstawie deklaracji mieszkańców. Zgodnie z metodą uproszczoną zaproponowaną przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, do obliczeń poziomu przygotowania do ponownego użycia i recyklingu można zaliczyć masę bioodpadów kompostowanych

„u źródła”, nie większą niż 5% wszystkich wytwarzanych odpadów komunalnych. Jednak rekomendowanym rozwiązaniem jest analiza posiadanych danych dotyczących bioodpadów i zastosowanie proponowanej metody bezpośredniej lub pośredniej (Komunikat MKiŚ 2023).

Plan gospodarki odpadami dla województwa podkarpackiego na lata 2020–2026 z perspektywą do roku 2032 (PGOWP 2020–2026) podaje prognozę wytwarzania bioodpadów „u źródła” i kierowania ich do przydomowych kompostowników. W pozostałych analizowanych województwach (małopolskie i śląskie) szacowaną masę bioodpadów potencjalnie kierowanych do kompostowników określono poprzez analogię z zastosowaniem przeliczenia na liczbę mieszkańców poszczególnych województw. Na podstawie uśrednionych wartości, wskazanych w ramach prognozy kierowania bioodpadów do przydomowych kompostowników w województwie podkarpackim (PGOWP 2020–2026), oszacowano wskaźnik zagospodarowania bioodpadów w przydomowych kompostownikach. Zastosowany wskaźnik, określony dla 1 mieszkańca, kształtuje się na poziomie 22,5 kg/M/rok.

2. Wytwarzanie bioodpadów i szacowana produkcja biogazu

Wytwarzanie bioodpadów w sektorze komunalnym oszacowano dla roku 2018 (województwo podkarpackie i śląskie) oraz 2019 (województwo małopolskie), jako sumę bioodpadów selektywnie zebranych, bioodpadów zasilających strumień niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych oraz bioodpadów kierowanych do przydomowych kompostowników, zgodnie z opisaną metodyką. W tabeli 2 oraz w formie graficznej (rys. 1) zestawiono wytwarzanie odpadów komunalnych ogółem oraz szacowane wytwarzanie bioodpadów wraz ze wskaźnikami ich wytwarzania przez mieszkańców, obliczonymi dla analizowanych województw. Liczbę ludności zastosowano zgodnie z wielkościami podawanymi w wojewódzkich planach gospodarki odpadami. W województwach podkarpackim oraz małopolskim przeważa ludność wiejska (mieszkańcy miast stanowią 41–48%), natomiast w województwie śląskim przeważa ludność miejska i stanowi 77% (GUS BDL 2019).

Szacowany wskaźnik wytwarzania bioodpadów przez 1 mieszkańca województwa śląskiego oraz małopolskiego kształtuje się na porównywalnym poziomie 118–123 kg/M/rok. Dla województwa podkarpackiego wielkość ta przyjmuje zdecydowanie niższą wartość na poziomie 81 kg/M/rok. Tym samym, przy uwzględnieniu liczby mieszkańców każdego z województw (tab. 1), najwyższe wytwarzanie bioodpadów wykazano dla województwa śląskiego, które w roku 2018 osiągnęło wartość 536 492 Mg. Nieco niższe wytwarzanie wykazano dla województwa małopolskiego na poziomie 395 240 Mg w roku 2019, a najniższe dla województwa podkarpackiego na poziomie 173 480 Mg. Wyniki szacowania wytwarzania bioodpadów w województwach południowo-wschodniej Polski zestawiono w tabeli 2.

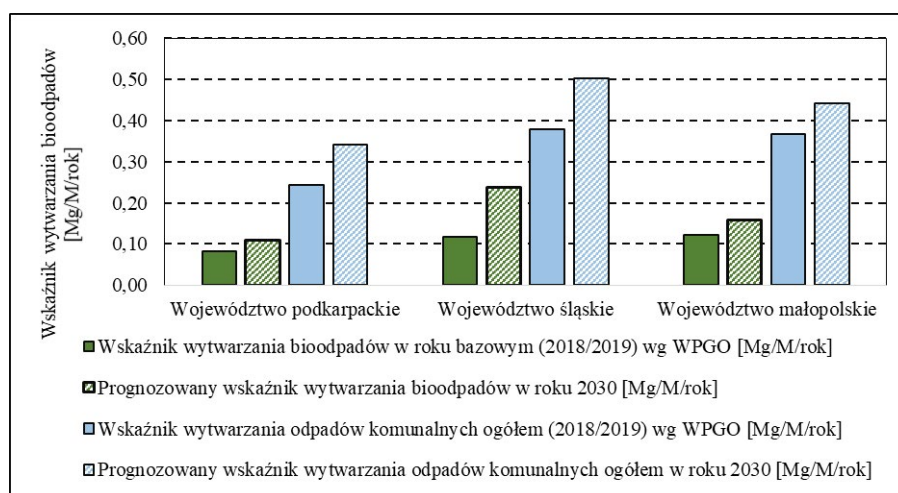
Wykazano, że wysoki udział wśród bioodpadów wytworzonych ogółem mają odpady, które zasilają strumień niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych (rys. 2). W latach 2018–2019 ich udział w całości wytwarzanych bioodpadów w województwie podkarpackim sięgał 60%, natomiast w pozostałych województwach 53–54%. Jest to masa, która powinna zostać wydzielona ze strumienia zmieszanego i skierowana do przetwarzania, analogicznie jak masa bioodpadów zebrana selektywnie. W kolejnych latach zwiększał się

TABELA 1. Wytwarzanie odpadów komunalnych oraz bioodpadów przez mieszkańców województw południowo-wschodniej Polski

TABLE 1. The generation of municipal waste and bio-waste by resident of the voivodeship of south-eastern Poland

Województwo	Liczba ludności (*)	Odpady komunalne ogółem (*)		Bioodpady w odpadach komunalnych (**)	
		wytwarzanie [Mg]	wskaźnik wytwarzania [Mg/M/rok]	wytwarzanie [Mg]	wskaźnik wytwarzania [Mg/M/rok]
Podkarpackie (2018 r.) (PGOWP 2020–2026)	2 129 015	518 501	0,244	173 480	0,081
Śląskie (2018 r.) (PGOWŚ 2023–2028)	4 533 565	1 721 760	0,380	536 492	0,118
Małopolskie (2019 r.) (PGOWM 2023–2028)	3 222 754	1 183 847	0,367	395 240	0,123

Liczba ludności, wytwarzanie odpadów oraz wskaźnik wytwarzania odpadów (przez 1 mieszkańca województwa, M) w roku 2018/2019 podawany (*) lub szacowany (**) na podstawie: PGOWP 2020–2026, PGOWŚ 2023–2028, PGOWM 2023–2028.



Rys. 1. Wskaźniki wytwarzania odpadów komunalnych oraz bioodpadów w województwach południowo-wschodniej Polski (wartości podawane i/lub szacowane na podstawie danych PGOWP 2020–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028). WPGO – wojewódzkie plany gospodarki odpadami

Fig. 1. The municipal waste and bio-waste generation rates in the voivodeships of south-eastern Poland. WPGO – the voivodeship waste management plan

udział bioodpadów zbieranych selektywnie, przy jednoczesnym zmniejszaniu się udziałów bioodpadów w strumieniu zbieranym w sposób zmieszany (rys. 2). Prognozowanie procesu do roku 2030 wykazało zmniejszenie udziału bioodpadów pochodzących ze strumienia zebranego w sposób zmieszany do wartości 22–33%. Pozostałą część stanowią odpady zebrane

TABELA 2. Szacowane wytwarzanie bioodpadów i produkcja biogazu w województwach południowo-wschodniej Polski

TABLE 2. Estimated of bio-waste generation and biogas production in the voivodeships of south-eastern Poland

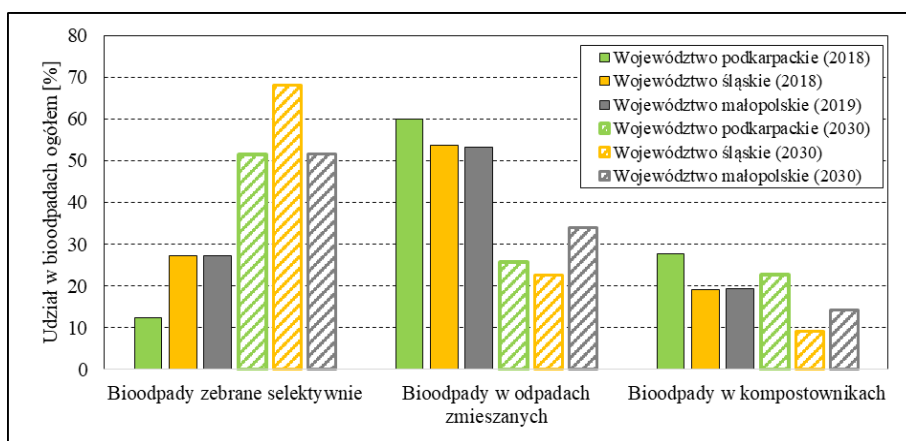
Województwo	Bioodpady w sektorze komunalnym	Wytwarzanie bioodpadów [Mg] *	Produkcja biogazu [mln m ³]**
Podkarpackie (rok 2018)	Odpady kuchenne ulegające biodegradacji 20 01 08	424	0,03
	Odpady z ogrodów i parków ulegające biodegradacji 20 02 01	20 896	3,57
	Bioodpady zawarte w niesegregowanych (zmieszanych) odpadach komunalnych	104 175	11,04
	Bioodpady zagospodarowane w przydomowych kompostownikach	47 985	5,09
	Razem	173 480	18,35
Śląskie (rok 2018)	Odpady kuchenne ulegające biodegradacji 20 01 08	42 902	3,43
	Odpady z ogrodów i parków ulegające biodegradacji 20 02 01	103 134	17,64
	Bioodpady zawarte w niesegregowanych (zmieszanych) odpadach komunalnych	288 274	30,56
	Bioodpady zagospodarowane w przydomowych kompostownikach	102 181	10,83
	Razem	536 492	56,87
Małopolskie (rok 2019)	Odpady kuchenne ulegające biodegradacji 20 01 08	107 625	11,41
	Odpady z ogrodów i parków ulegające biodegradacji 20 02 01		
	Bioodpady zawarte w niesegregowanych (zmieszanych) odpadach komunalnych	210 738	22,34
	Bioodpady zagospodarowane w przydomowych kompostownikach	76 877	8,15
	Razem	395 240	41,90

* Szacowano na podstawie: PGOWP 2020–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028.

** Szacowano na podstawie: Krasuska i in. 2024 oraz Lewicki 2022.

w sposób selektywny i przekazane do zagospodarowania lub skierowane do przydomowych kompostowników.

Dla podawanych wielkości wytwarzania bioodpadów ogółem można konsekwentnie szacować potencjalne wytwarzanie biogazu w poszczególnych województwach. W tym celu założono, że wytworzone bioodpady w sektorze komunalnym, a następnie zebrane selektywnie i wysegregowane z zebranych w sposób zmieszany zostaną w całości skierowane do przetwarzania w procesie fermentacji. Wytwarzanie biogazu szacowano z uwzględnieniem danych podawanych w literaturze:



Rys. 2. Udział bioodpadów selektywnie zbieranych oraz w strumieniu zmieszanym w odniesieniu do całości wytwarzanych bioodpadów w poszczególnych województwach (szacowano na podstawie: PGOWP 2020–2026; PGOWŚ 2023–2028, PGOWM 2023–2028)

Fig. 2. The percentage of selectively collected bio-waste and in the mixed stream in relation to the total bio-waste generated in individual voivodeships

- ➔ Dane wg (Krasuska i in. 2024): z 1 Mg świeżej masy odpadów kuchennych ulegających biodegradacji (kod 20 01 08) wytwarza się 80 m³ biogazu, natomiast z 1 Mg świeżej masy odpadów z ogrodów i parków ulegających biodegradacji (kod 20 02 01) wytwarza się 171 m³ biogazu;
- ➔ Dane wg (Lewicki 2022): z 1 Mg świeżej masy bioodpadów kuchennych i zielonych wytwarza się 106 m³ biogazu.

Otrzymane wyniki zestawiono w tabeli 2. Wytwarzanie bioodpadów na poziomie lat 2018–2019 pozwala na produkcję biogazu w skali roku w ilości 56,87 mln m³ w województwie śląskim oraz 41,90 mln m³ w województwie małopolskim. Województwo podkarpackie wykazuje najniższy potencjał do wytwarzania biogazu z bioodpadów komunalnych na poziomie 18,35 mln m³ rocznie.

3. Prognozowane zmiany wytwarzania bioodpadów i produkcji biogazu

Prognozę wytwarzania bioodpadów w sektorze komunalnym i produkcji biogazu wskazano na podstawie danych zawartych w dokumentach planistycznych z zakresu gospodarki odpadami dla analizowanych województw (PGOWP 2020–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028). Potencjalne, szacowane wytwarzanie bioodpadów w skali województw przedstawiono w podziale na bioodpady selektywnie zbierane (odpady o kodach 20 01 08 oraz 20 02 01), bioodpady wydzielone ze strumienia odpadów komunalnych zebranego w sposób zmieszany oraz bioodpady skierowane do przydomowych kompostowników (tab. 3 oraz rys. 3).

TABELA 3. Prognozowane zmiany wytwarzania bioodpadów i produkcji biogazu w województwach południowo-wschodniej Polski

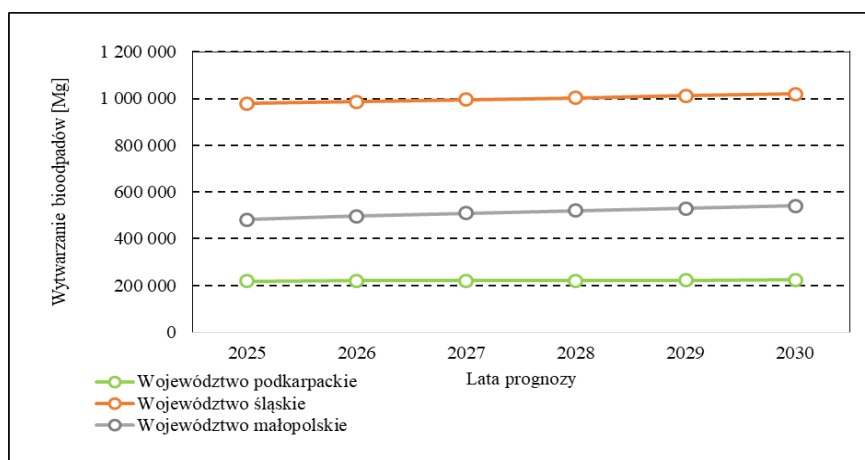
TABLE 3. Forecasted changes in bio-waste generation and biogas production in the voivodeships of south-eastern Poland

Województwo	Bioodpady w sektorze komunalnym	Prognozowane wytwarzanie bioodpadów* [Mg]	Prognozowana produkcja biogazu** [mln m ³]
Podkarpackie (rok 2030)	Bioodpady zbierane selektywnie (20 01 08 i 20 02 01)	115 709	12,27
	Bioodpady w niesegregowanych (zmieszanych) odpadach komunalnych	57 763	6,12
	Bioodpady zagospodarowane w przydomowych kompostownikach	51 209	5,43
	Razem	224 681	23,82
Śląskie (rok 2030)	Bioodpady zbierane selektywnie (20 01 08 i 20 02 01)	694 789	73,65
	Bioodpady w niesegregowanych (zmieszanych) odpadach komunalnych	230 088	24,39
	Bioodpady zagospodarowane w przydomowych kompostownikach	94 185	9,98
	Razem	1 019 063	108,02
Małopolskie (rok 2030)	Bioodpady zbierane selektywnie (20 01 08 i 20 02 01)	279 542	29,63
	Bioodpady w niesegregowanych (zmieszanych) odpadach komunalnych	183 699	19,47
	Bioodpady zagospodarowane w przydomowych kompostownikach	77 629	8,23
	Razem	540 870	57,33

* Prognozowano na podstawie: PGOWP 2020–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028

** Prognozowano na podstawie: Krasuska i in. 2024 oraz Lewicki 2022.

W kolejnych latach zwiększa się zdecydowanie szacowany wskaźnik wytwarzania bioodpadów ogółem przez mieszkańców analizowanych województw, zwłaszcza w województwie śląskim (rys. 1). W roku 2030 prognozowany wskaźnik wytwarzania bioodpadów przez 1 mieszkańca województwa śląskiego sięga 238 kg/M/rok. Dla województwa małopolskiego wskaźnik ten osiąga niższe wartości na poziomie 158 kg/M/rok, a dla województwa podkarpackiego 109 kg/M/rok. Zwiększa się roczne szacowane wytwarzanie bioodpadów komunalnych w poszczególnych województwach i jednocześnie zwiększa się zdecydowanie udział bioodpadów zbieranych selektywnie (rys. 2). Prognozowanie procesu do roku 2030 wykazało zmniejszenie udziału bioodpadów pochodzących ze strumienia zebranego w sposób zmie-



Rys. 3. Prognozowane zmiany wytwarzania bioodpadów w sektorze komunalnym na obszarze województw południowo-wschodniej Polski
(na podstawie: PGOWP 2020–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028)

Fig. 3. The forecasted changes in bio-waste generation in the municipal sector in the voivodeships of south-eastern Poland

szany do wartości 22–33% i wzrost udziału bioodpadów selektywnie zebranych do 51–68%. Ma to ścisły związek z doskonaleniem systemu selektywnego zbierania poszczególnych frakcji odpadów komunalnych.

Prognozowane wytwarzanie bioodpadów w latach 2025–2030 dla województwa podkarpackiego jest najniższe z analizowanych i wynosi od 219 217 Mg w 2025 roku do 224 681 w 2030 roku. Prognozy wytwarzania bioodpadów w sektorze komunalnym dla województw śląskiego oraz małopolskiego są zdecydowanie wyższe i kształtują się odpowiednio na poziomie od 977 994 i 482 053 Mg w 2025 roku do 1 019 063 i 540 870 Mg w 2030 roku.

Prognozę wytwarzania biogazu z bioodpadów wytwarzanych w sektorze komunalnym w wybranych województwach w roku 2030 opracowano na podstawie prognozy wytwarzania bioodpadów ogółem (analogicznie jak dla lat 2018–2019) i zestawiono w tabeli 3. Najniższy potencjał do wytwarzania biogazu z bioodpadów komunalnych wykazuje województwo podkarpackie. Jednocześnie, na obszarze tego województwa zlokalizowano największą liczbę biogazowni opartych na substratach z sektora rolno-spożywczego (tab. 4). Bioodpady wytwarzane w sektorze komunalnym stanowią jedynie 1% masy produktów ubocznych i odpadów skierowanych do produkcji biogazu łącznie (Krasuska i in. 2024). Analiza wytwarzania bioodpadów, prognozy ich wytwarzania oraz aktualna, sumaryczna wydajność istniejących instalacji na obszarze województw (tab. 4, stan na 2024 r.) wykazują zdecydowaną możliwość rozwoju systemu biogazowni opartych na produktach ubocznych i odpadach z sektora komunalnego i rolno-spożywczego. Bioodpady mogą z powodzeniem zasilać małe, lokalne biogazownie na terenach gmin lub związków gmin na obszarze województw południowo-wschodniej Polski.

TABELA 4. Instalacje do produkcji biogazu rolniczego na obszarze wybranych województw

TABLE 4. The installation for the production of agricultural biogas in the selected voivodeships

Województwo	Liczba instalacji w województwie (stan na 2024 r.)*	Sumaryczna wydajność instalacji [mln m ³ /rok] (stan na 2024 r.)*	Potencjalna produkcja biogazu z bioodpadów komunalnych [mln m ³ /rok]	
			szacowana w roku 2018/2019	prognozowana w roku 2030
Województwo podkarpackie	7	21,55	18,35	23,82
Województwo śląskie	2	6,05	56,87	108,02
Województwo małopolskie	1	0,86	41,90	57,33

* Na podstawie: Rejestr wytwórców biogazu rolniczego, Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa 2024 (Rejestr KOWR 2024).

Podsumowanie i wnioski

Wytwarzanie bioodpadów jako substratu do produkcji biogazu analizowano na przykładzie trzech województw południowo-wschodniej Polski. Analizowano możliwości wytwarzania bioodpadów na terenie województwa podkarpackiego, śląskiego i małopolskiego w oparciu o dane planów gospodarki odpadami, stan aktualny i prognozy zmian (PGOWP 2020–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028).

Wytwarzanie bioodpadów w sektorze komunalnym należy podawać jako sumę bioodpadów selektywnie zebranych (odpady o kodach 20 01 08 oraz 20 02 01), bioodpadów zasilaających strumień niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych oraz bioodpadów skierowanych do przydomowych kompostowników. Najwyższe wytwarzanie bioodpadów wykazano dla województwa śląskiego, które w roku 2018 osiągnęło wartość 536 492 Mg, a według prognoz zwiększy się do 1 019 063 Mg w roku 2030. Niższe wytwarzanie wykazano dla województwa małopolskiego na poziomie 395 240 Mg w roku 2019 i 540 870 Mg w 2030 roku. Najniższe wytwarzanie bioodpadów wykazano dla województwa podkarpackiego na poziomie 173 480 Mg w roku 2018 i 224 681 Mg w 2030 roku. W kolejnych latach analizy prognozuje się wzrost wytwarzania bioodpadów we wszystkich analizowanych województwach. Obserwuje się ponadto zdecydowane zwiększenie zbierania bioodpadów w sposób selektywny i jednocześnie zmniejszenie masy kierowanych bioodpadów do strumienia odpadów komunalnych zbieranych w sposób zmieszany.

Najniższy potencjał do wytwarzania biogazu z bioodpadów komunalnych wykazuje województwo podkarpackie. Jednocześnie, na obszarze tego województwa funkcjonuje obecnie największa liczba biogazowni rolniczych. Bioodpady wytwarzane w sektorze komunalnym stanowią jedynie 1% substratów przeznaczonych do przetwarzania w biogazowniach i produkcji biogazu w skali całego kraju (Krasuska i in. 2024). Pozostałe substraty

to materiały uboczne z produkcji rolnej oraz odpady z sektora rolno-spożywczego. Analiza wytwarzania bioodpadów, prognozy ich wytwarzania oraz ilość obecnie funkcjonujących instalacji wykazały celowość rozwoju systemu biogazowni we wszystkich województwach objętych analizą, co jest zgodne z dokumentami planistycznymi w zakresie gospodarki odpadami.

Praca została zrealizowana w ramach prac statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

- Bresz i in. 2023 – Bresz, P., Pulka, J. i Bojarski, W. 2023 – Effect of Mechanical Treatment on the Efficiency of Methane Fermentation of Biowaste. [W:] Pascuzzi S., Santoro F. (Ed.) *Farm Machinery and Processes Management in Sustainable Agriculture*. FMPMSA 2022. Lecture Notes in Civil Engineering 289. Springer, Cham.
- Czekała, W. 2023 – Selective Collection and Management of Biowaste from the Municipal Sector in Poland: A Review. *Applied Sciences* 13(19), DOI: 10.3390/app131911015.
- GUS BDL 2019 – Główny Urząd Statystyczny, Bank Danych Lokalnych. [Online] <https://bdl.stat.gov.pl/> [Dostęp: 15.12.2024].
- Jędrczak, A. 2019 – Composting and Fermentation of Biowaste – Advantages and Disadvantages of Processes. *Civil Environmental Engineering Reports* 28(4), s. 71–87, DOI: 10.2478/ceer-2018-0052.
- Klasyfikacja NUTS 2021 – Wykaz jednostek NUTS 2021 w Polsce (stan na 1 stycznia 2021r.), GUS 2021. [Online] <https://stat.gov.pl/statystyka-regionalna/jednostki-terytorialne/klasyfikacja-nuts/klasyfikacja-nuts-w-polsce/> [Dostęp: 28.12.2022].
- Komunikat MKiŚ 2023 – Komunikat ws. wliczania masy bioodpadów kompostowanych „u źródła” do poziomu recyklingu odpadów komunalnych. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Komunikat z 18.12.2023. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/komunikat-ws-wliczania-masy-bioodpadow-kompostowanych-u-zrodla-do-poziomu-recyklingu-odpadow-komunalnych> [Dostęp: 28.12.2024].
- KPGO 2028 – Krajowy plan gospodarki odpadami na lata 2023–2028. Uchwała nr 96 Rady Ministrów z dnia 12 czerwca 2023 r. w sprawie Krajowego planu gospodarki odpadami 2028 (M.P. z 2023 r. poz. 702).
- Krasuska i in. 2024 – Krasuska, E., Waliszewska, H., Krzywiński, M., Lenart, K., Popkiewicz, M. i Racięcki W. 2024 – Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego, NCBR 2024. [Online] <https://symulatorsystemuenergetycznego.ncbr.gov.pl/...> [Dostęp: 28.12.2024].
- Lewicki, A. 2022 – Surowce w produkcji biogazu - odpady komunalne oraz pochodzące z sektora rolno-spożywczego (Slajdy PowerPoint), Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu. [Online] https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/_public/k10/komisje/2022/krrw/materialy/78pos/2-upp.pdf [Dostęp: 28.12.2024].
- Lewicki i in. 2014 – Lewicki, A., Dach, J., Czeaka, W., Janczak, D., Cieślík, M., Witaszek, K. i Carmona P.C.R. 2014 – Testing the biogas substrate efficiency from the Experimental Farm’s of Poznan University of Life Sciences in Przybroda biogas plant. *Archives of Waste Management and Environmental Protection* 16(1), s. 27–30.
- Łukomska i in. 2024 – Łukomska, A., Pulka, J., Broński, M. i Dach, J. 2024 – Demand-Driven Biogas Plants in Poland – Potential and Growth Perspectives. *Journal of Ecological Engineering* 25(11), s. 236–248, DOI: 10.12911/22998993/193262.
- PGOWM 2023–2028 – Plan Gospodarki Odpadami Województwa Małopolskiego na lata 2023–2028. Uchwała Nr LXXXI/1191/24 Sejmiku Województwa Małopolskiego z dnia 25 marca 2024 r. [Online] <https://www.malopolska.pl> [Dostęp: 28.12.2024].
- PGOWP 2020–2026 – Plan Gospodarki Odpadami dla Województwa Podkarpackiego na lata 2020–2026 z perspektywą do 2032 roku. Uchwała Nr XXXVI/584/21 Sejmiku Województwa Podkarpackiego z dnia 26 kwietnia 2021 r. [Online] <https://bip.podkarpackie.pl> [Dostęp: 28.12.2024].
- PGOWŚ 2023–2028 – Plan gospodarki odpadami dla województwa śląskiego na lata 2023–2028. Uchwała Nr

- VII/6/8/2024 Sejmiku Województwa Śląskiego z dnia 21 października 2024 r. [Online] <https://bip.slaskie.pl> [Dostęp: 28.12.2024].
- Raport POB 2024 – Raport Polskiej Organizacji Biometanu, Potencjał Produkcji Biometanu w Polsce. Streszczenie. Autorzy: Moszowski B., Mulica-Musiał M., Wijatyk D., Dbaj E. 2024. [Online] <https://bioch4.org/...> [Dostęp: 28.12.2024].
- Rejestr KOWR 2024 – Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, Rejestr wytwórców biogazu rolniczego 2024. [Online] <https://www.gov.pl/web/kowr/rejestr-wytworcow-biogazu-rolniczego> [Dostęp: 28.12.2024].
- Rolewicz-Kalińska i in. 2020 – Rolewicz-Kalińska, A., Lelicińska-Serafin, K. i Manczarski, P. 2020 – The Circular Economy and Organic Fraction of Municipal Solid Waste Recycling Strategies. *Energies* 13(17), DOI: 10.3390/en13174366.
- Rosik-Dulewska, Cz. 2015 – *Podstawy gospodarki odpadami*. Wydawnictwo Naukowe PWN, s. 390.
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 maja 2021 r. w sprawie sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów [Dz.U. 2021 r. poz. 906].
- Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów [Dz.U. z 2020 r. poz. 10].
- Szczepański i in. 2022 – Szczepański, K., Waszczyłko-Miłkowska, B. i Kamińska-Borak, J. 2022 – Morfologia odpadów komunalnych wytwarzanych w Polsce. IOŚ-PIB, Warszawa 2022. [Online] <https://ios-edu.pl> [Dostęp: 28.12.2024].
- Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (t.j. Dz.U. z 2023 r. poz. 1587 ze zmianami).

Wytwarzanie bioodpadów w odpadach komunalnych jako substratu do produkcji biogazu na przykładzie południowo-wschodniej Polski

Słowa kluczowe: odpady komunalne, bioodpady, wytwarzanie, biogaz, produkcja

Streszczenie: Analizowano wielkość wytwarzania bioodpadów przez mieszkańców województw podkarpackiego, śląskiego i małopolskiego. Podstawowym źródłem danych są plany gospodarki odpadami opracowane na szczeblu wojewódzkim, stan aktualny i prognozowane zmiany (PGOWP 2022–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028). Założono, że masa bioodpadów wytwarzanych w sektorze komunalnym, które mogą zostać skierowane do produkcji biogazu obejmuje łącznie bioodpady zbierane selektywnie (odpady o kodach 20 01 08 oraz 20 02 01), bioodpady wydzielone ze strumienia niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych oraz bioodpady zebrane w przydomowych kompostownikach. Najwyższe wytwarzanie bioodpadów wykazano dla województwa śląskiego, które w roku 2018 osiągnęło wartość 536 492 Mg, a według prognoz zwiększy się do 1 019 063 Mg w roku 2030. Niższe wytwarzanie wykazano dla województwa małopolskiego na poziomie 395 240 Mg w roku 2019 i 540 870 Mg w 2030 roku. Najniższe wytwarzanie bioodpadów wykazano dla województwa podkarpackiego na poziomie 173 480 Mg w roku 2018 i 224 681 Mg w 2030 roku. W latach 2018–2019, udział bioodpadów wydzielonych ze strumienia odpadów komunalnych zbieranych w sposób zmieszany sięgał 53–60% w wytwarzanych bioodpadach ogółem. W prognozach dla roku 2030 wykazano zmniejszenie udziału bioodpadów pochodzących ze strumienia zebranego w sposób zmieszany do wartości 22–33%. Wytwarzanie bioodpadów na poziomie z lat 2018–2019 pozwala na produkcję biogazu w skali roku w ilości 56,87 mln m³ w województwie śląskim, 41,90 mln m³ w województwie małopolskim oraz 18,35 mln m³ w województwie podkarpackim. Prognozowane zmiany wskazują na możliwy wzrost potencjalnego wytwarzania biogazu z bioodpadów komunalnych w roku 2030. Bioodpady wytwarzane w sektorze komunalnym stanowią jedynie 1% masy substratów (produktów ubocznych i odpadów) skierowanych do produkcji biogazu łącznie (Krasuska i in. 2024).

Generation of bio-waste in municipal waste as a substrate for biogas production on the example of south-eastern Poland

Keywords: municipal waste, bio-waste, generation, biogas, production

Abstract: The amount of bio-waste generated by residents of the Podkarpackie, Śląskie and Małopolskie voivodeships was analyzed. The basic source of data are waste management plans developed at the provincial level, the current status and forecasted changes (PGOWP 2022–2026; PGOWŚ 2023–2028; PGOWM 2023–2028). It was assumed that the mass of bio-waste generated in the municipal sector, which can be directed to biogas production, includes bio-waste collected selectively (waste with codes 20 01 08 and 20 02 01), bio-waste separated from the stream of unsegregated (mixed) municipal waste and bio-waste collected in household composters. The highest bio-waste generation was shown for the Śląskie Voivodeship, which in 2018 reached 536,492 Mg, and according to forecasts, it will increase to 1,019,063 Mg in 2030. Lower generation was shown for the Małopolskie Voivodeship at 395,240 Mg in 2019 and 540,870 Mg in 2030. The lowest bio-waste generation was shown for the Podkarpackie Voivodeship at 173,480 Mg in 2018 and 224,681 Mg in 2030. In 2018–2019, the percentage of bio-waste separated from the stream of municipal waste collected in a mixed manner reached 53–60% in total of bio-waste. The forecasts for 2030 show a decrease in the share of bio-waste from the stream collected in a mixed manner to 22–33%. The generation of bio-waste at the level from 2018–2019 allows for the production of biogas per year in the amount of 56.87 million m³ in the Śląskie Voivodeship, 41.90 million m³ in the Małopolskie Voivodeship and 18.35 million m³ in the Podkarpackie Voivodeship. The forecasted changes indicate a possible increase in the potential production of biogas from municipal bio-waste in 2030. Bio-waste generated in the municipal sector constitutes only 1% of the mass of substrates (by-products and waste) directed to the production of biogas in total (Krasuska et al. 2024).

Artur DYCZKO¹, Dominik GALICA²
Jacek JAROSZ³, Sylwester KACZMARZEWSKI⁴
Jerzy KICKI⁵, Michał KOPACZ⁶
Jarosław KULPA⁷, Leszek MALINOWSKI⁸
Eugeniusz J. SOBCZYK⁹

DynGOSP – modelowanie zapotrzebowania, produkcji i logistyki węgla kamiennego w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny – platforma węglowa jako sposób na zrównoważone zarządzanie zasobami

Wprowadzenie

Sektor wydobywczy węgla kamiennego w Polsce znajduje się pod silną presją ekonomiczną i regulacyjną. Podpisana w 2021 roku Umowa Społeczna zakłada stopniowe wygaszanie wydobycia węgla energetycznego do 2049 roku, co wymaga przemyślanej strategii zarzą-

¹ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-6387-5339; e-mail: arturd@meeri.pl

² Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-1729-0046; e-mail: dgalica@meeri.pl

³ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-2965-1176; e-mail: jjarosz@meeri.pl

⁴ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-6076-9626; e-mail: skaczmarzewski@meeri.pl

⁵ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-3872-7558; e-mail: jkiki@meeri.pl

⁶ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-6475-8206; e-mail: kopacz@meeri.pl

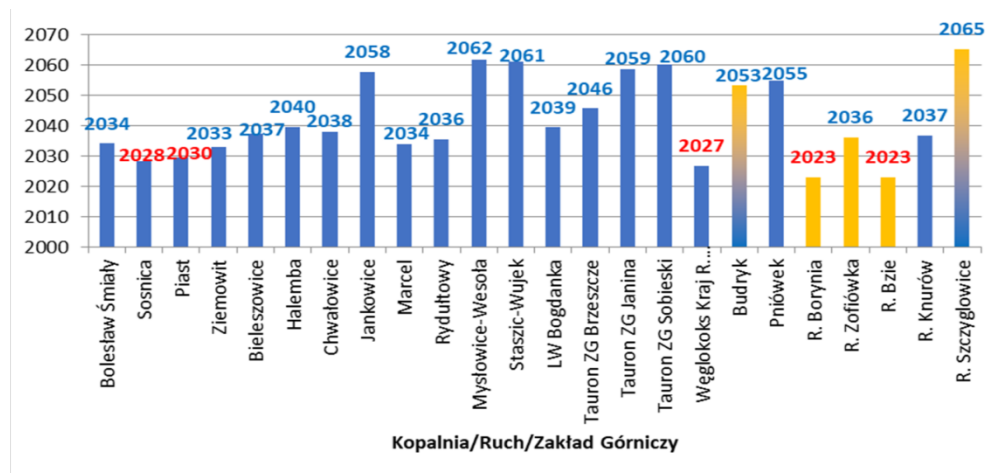
⁷ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-4590-6853; e-mail: jkulpa@meeri.pl

⁸ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-4002-6702; e-mail: malinowski@meeri.pl

⁹ Pracownia Pozyskiwania Surowców Mineralnych IGSMiE PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-3968-2312; e-mail: jsobczyk@meeri.pl

dziania dostępnymi zasobami oraz ich optymalnego wykorzystania w okresie przejściowym. Żywotność kopalń analizowaną przez pryzmat dostępności węgla w pokładach istniejących i planowanych do wydobycia przedstawia rysunek 1 (MAP 2021).

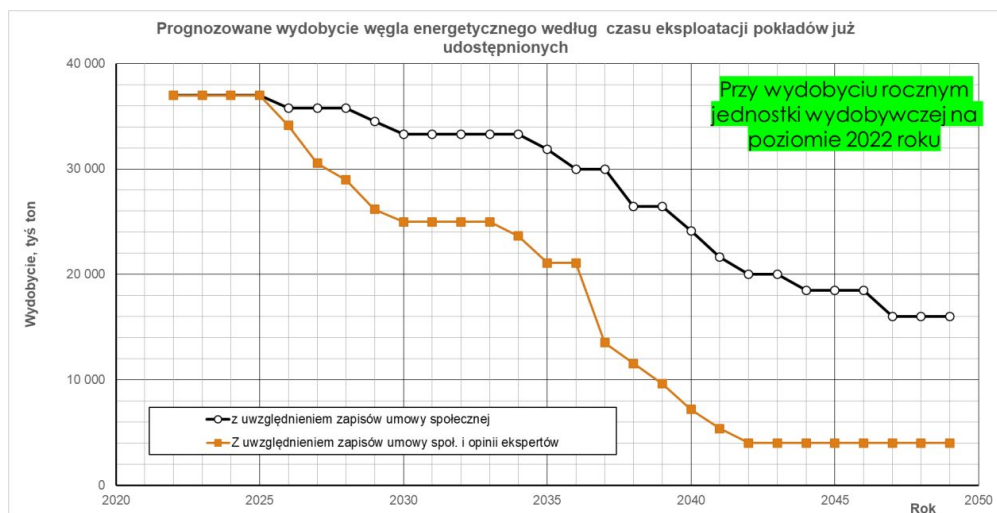
Krajową podaż węgla kamiennego zapewniają podziemne kopalnie tego surowca działające w głównie w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW) oraz jedno przedsiębiorstwo wydobywcze (LW Bogdanka) w Lubelskim Zagłębiu Węglowym (LZW).



Rys. 1. Planowane zakończenie wydobycia węgla przy eksploatacji dostępnych i przewidzianych do eksploatacji pokładów węgla (MAP 2021)

Fig. 1. Estimated end of coal mining when extracting available and planned coal seams (MAP 2021)

Według statystyki publicznej łącznie działa 17 kopalń, w tym tzw. kopalnie zespolone będące formalnym lub faktycznym połączeniem kilku samodzielnych wcześniej kopalń. W trzech z tych kopalń planowane jest wdrożenie kluczowego produktu projektu, tj.: narzędzia IT – platformy węglowej. Stanowi to blisko 18% ogółu kopalń. Od lat wydobycie węgla kamiennego sukcesywnie spada, w 2023 r. wydobycie wyniosło 48,4 mln Mg (o 8,5% mniej niż rok wcześniej), by w 2024 roku osiągnąć poziom 43 995 tys. ton. W 2023 roku Polskie Górnictwo Węgla Kamiennego (PGWK) wydobyci łącznie 48 352,6 tys. Mg węgla handlowego (bez uwzględnienia wydobycia w ZG Siltech sp. z o.o.), w tym 36 428,5 tys. Mg węgla energetycznego. W 2023 r. sprzedaż węgla na rynek krajowy obniżyła się o 40,6% w porównaniu do 2011 roku. Od 2018 r. zmieniła się struktura sprzedaży węgla przeznaczonego na wywóz do UE i eksport – zwiększył się udział sprzedaży węgla koksowego w sprzedaży ogółem na ten rynek. W 2011 r. udział w sprzedaży węgla koksowego wynosił 27%, natomiast w 2023 r. aż 80,2%. Prognoza wydobycia węgla kamiennego została przedstawiona na rysunku 2. Dodatkowo obejmuje ona weryfikację ekspercką ścieżki wydobycia zarysowanej w Umowie Społecznej.



Rys. 2. Prognozowane wydobycie węgla energetycznego według czasu eksploatacji pokładów już udostępnionych (MAP 2021)

Fig. 2. Forecasted extraction of thermal coal based on the exploitation timeline of already accessible coal seams

Spadek krajowego wydobycia, wzrost kosztów produkcji oraz zmieniające się realia rynkowe powodują, że konieczne jest wdrożenie nowoczesnych narzędzi wspierających bilansowanie podaży i popytu na węgiel oraz poprawę efektywności eksploatacji zasobów.

Dane za pierwsze półrocze 2024 roku pokazują dalszy spadek wydobycia, co skłania do intensyfikacji działań mających na celu usprawnienie zarządzania surowcem. Malejąca produkcja krajowa przy jednoczesnym wzroście zapasów na zwalach elektrowni i kopalń wymaga precyzyjnego monitoringu procesów wydobywczych, analizy popytu oraz optymalizacji logistyki dostaw.

Obecnie brakuje narzędzi IT, które w sposób kompleksowy uwzględniałyby wszystkie kluczowe aspekty związane z produkcją, dystrybucją i gospodarowaniem węglem. W ramach środowiska rządowego oraz jednostek kontrolujących sektor górniczy nie powstały alternatywne rozwiązania cyfrowe o podobnym zakresie i funkcjonalności. Jednocześnie, przeprowadzone w ramach projektu analizy prawne wykazały potrzebę zmian legislacyjnych, które pozwolą na efektywne wdrożenie platformy węglowej jako kluczowego narzędzia monitorującego sektor wydobywczy i jego wpływ na gospodarkę.

Wdrożenie platformy w warunkach kopalń PKW SA stanowić będzie pierwszy krok na drodze do sprawniejszego zarządzania wydobyciem i dostawami węgla oraz pozwoli na lepsze dostosowanie sektora do wymagań transformacji energetycznej. W przyszłości bowiem, po odpowiednich zmianach legislacyjnych, możliwe będzie rozszerzenie zasięgu systemu na wszystkie kopalnie węgla kamiennego w Polsce, co znacząco wpłynie na stabilność krajowego rynku węgla.

1. Platforma Węglowa DynGOSP – zrównoważone zarządzanie zasobami

W gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny kluczowym wyzwaniem staje się optymalizacja zarządzania zapotrzebowaniem, produkcją i logistyką węgla kamiennego. Odpowiedzią na te potrzeby jest projekt DynGOSP – inteligentna platforma węglowa Polski, którego celem jest stworzenie kompleksowego systemu bilansowania surowca w warunkach transformacji energetycznej. Efektywne zarządzanie zasobami wymaga uwzględnienia szeregu czynników – zarówno naturalnych, jak i technicznych oraz organizacyjnych – które determinują zdolności produkcyjne kopalń oraz wpływają na stabilność dostaw.

W ramach realizacji projektu opracowano model oceny zdolności produkcyjnych, który pozwala na precyzyjne określenie możliwości wydobywczych poszczególnych kopalń, biorąc pod uwagę dane historyczne, m.in. dyspozycyjność maszyn górniczych oraz wpływ czynników losowych i eksploatacyjnych. Model umożliwia identyfikację wąskich gardeł, czyli kluczowych parametrów ograniczających produkcję, co pozwala na ich eliminację oraz poprawę efektywności wydobywania.

Wizja systemu informatycznego wspierającego dynamiczne zarządzanie procesami związanymi z zapotrzebowaniem, produkcją oraz logistyką dystrybucji węgla kamiennego i jego udziału w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny bazuje na koncepcji zbierania danych z obszaru produkcji (Durlik 1996) i zapotrzebowania oraz zderzaniu tych danych na poziomie analitycznym (ARP 2021–2024; MAP 2023). Docelowa wizja Platformy Węglowej (proponowana nazwa systemu) przedstawiona jest na rysunku 3.



Rys. 3. Docelowa koncepcja Platformy Węglowej (Dyczko i in. 2023)

Fig. 3. The target concept of the Coal Platform

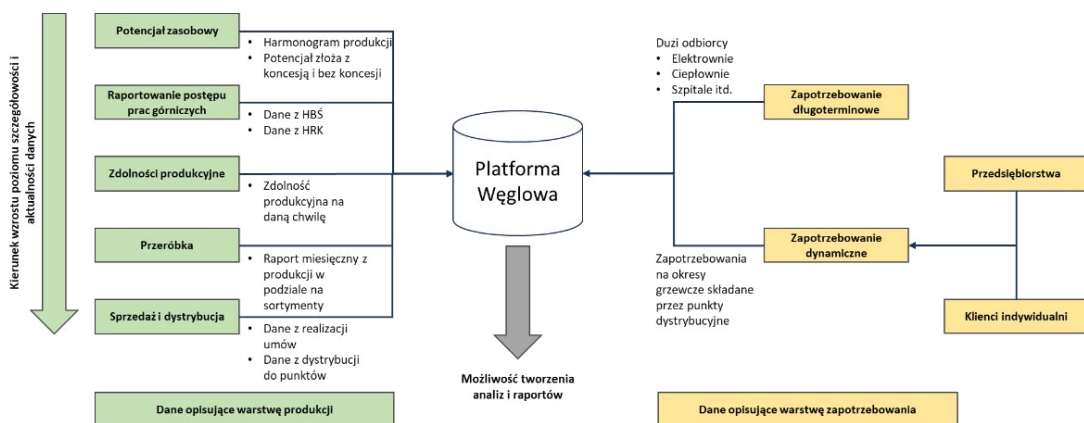
Koncepcja obejmuje dwie części: zapotrzebowania oraz produkcji, które powinny się równoważyć. Część dotycząca zapotrzebowania składa się z następujących elementów (Tolkarski i in. 2021):

- Zapotrzebowanie długoterminowe, na które składa się:
 - rejestrowanie umów długoterminowych,
 - rejestrowanie ciągłych dostaw węgla;
- Zapotrzebowanie dynamiczne obejmujące rejestrowanie zapotrzebowania na najbliższy sezon i pochodzące od użytkowników końcowych;
- Analiza miks dekarbonizacyjnego, gdzie zbierane są informacje niezbędne dla przeprowadzenia analiz wielowymiarowych w zakresie zarządzania wydobyciem węgla energetycznego.

Część dotycząca produkcji składa się z następujących elementów (Dyczko 2021, 2023; Galica 2023; Kułpa 2024):

- Modelowanie i harmonogramowanie złóż składającego się z danych dotyczących:
 - potencjału zasobowego kopalni;
 - harmonogramów wydobycia i zdolności produkcji dla poszczególnych kopalni;
- Produkcja opierająca się na danych odzwierciedlających wydobycie węgla surowego (ilościowe oraz jakościowe);
- Przeróbka obejmująca dane o gotowych sortymentach (ilościowe oraz jakościowe);
- Sprzedaż i dystrybucja, gdzie wprowadzane będą do systemu dane dotyczące wielkości sprzedaży oraz dystrybucji z uwzględnieniem parametrów jakościowych oraz podziału na sortymenty.

Wizja działania Platformy Węglowej została przedstawiona w trochę innym przekroju na rysunku 4.



Rys. 4. Dane z obszarów produkcji i zapotrzebowania zasilające Platformę Węglową (Marłęga i in. 2024)

Fig. 4. Production and demand data feeding the Coal Platform

Lewa strona prezentuje dane, które będą wprowadzane do systemu z różną częstotliwością, uwzględniając terminy, w jakich definiują je kopalnie, np. dane dotyczące potencjału zasobowego będą określane raz do roku, zaś harmonogram produkcji będzie aktualizowany raz na miesiąc. W przypadku danych dotyczących umów sprzedaży i dystrybucji sortymentów, przekazywanie będzie realizowane na bieżąco.

Jeśli chodzi o zasilanie systemu danymi w zakresie zapotrzebowania, zakładane są co najmniej dwie dynamiki. Mianowicie na poziomie zapotrzebowania długoterminowego, dane będą pochodzić z umów długoterminowych z dużymi odbiorcami węgla energetycznego, takimi jak elektrownie czy ciepłownie (Wyrwa i in. 2022). Do wprowadzania danych opisujących zapotrzebowanie długoterminowe zastosowany zostanie model umożliwiający wyznaczenie niezbędnych parametrów. Kolejną projekcję strategicznego poziomu zapotrzebowania opartą na modelu tworzymy np. co 6 miesięcy.

Dane dotyczące zapotrzebowania dynamicznego będą wprowadzane w ustalonych terminach przez punkty dystrybucyjne, które będą zobowiązane do zebrania odpowiednich danych od klientów indywidualnych oraz od przedsiębiorstw. Dane te będą wprowadzane za pomocą formularzy, gdzie zdefiniowane zostaną sortymenty, ich ilość i jakość oraz rodzaj odbiorcy. Taka forma zbierania danych umożliwi opracowywanie analiz odbiorców węgla energetycznego. Zastosowanie w systemie formularzy dedykowanych dla punktów dystrybucyjnych wymaga określenia i wprowadzenia odpowiednich zmian w obowiązujących przepisach prawa (MAP 2023).

2. Budowa modelu oceny zdolności produkcyjnej kopalń stanowiącego element tworzonej Platformy Węglowej

W ramach projektu **DynGOSP – inteligentna platforma węglowa Polski** opracowano model oceny zdolności produkcyjnych kopalń, umożliwiający precyzyjne określenie ich potencjału wydobywczego. Model uwzględnia **dane historyczne**, w tym dyspozycyjność maszyn górniczych oraz wpływ czynników losowych i eksploatacyjnych, co pozwala na identyfikację **wąskich gardeł** ograniczających produkcję. Dzięki temu możliwe jest wdrażanie działań eliminujących te bariery oraz poprawa efektywności procesów wydobywczych (Dyczko i in. 2023).

Opracowana metodyka zarządzania gospodarką zasobami złóż obejmuje **modelowanie zapotrzebowania, produkcji oraz logistyki dystrybucji surowca**. Proces modelowania uwzględnia zarówno **uwarunkowania geologiczne i techniczne**, jak i **analizę efektywności ekonomicznej eksploatacji**. W tym kontekście zrealizowano następujące działania:

- 1. Budowa bazy danych** zawierającej informacje o nakładach i kosztach eksploatacji w podziale na fazy procesu produkcyjnego oraz opracowanie mechanizmów mapowania kosztów infrastruktury stałej i kosztów zmiennych wydobywania.
- 2. Opracowanie cyfrowego modelu geologicznego złoża**, harmonogramów udostępnienia zasobów oraz robót przygotowawczych.
- 3. Modelowanie warunków geologicznych i górniczych**, w tym ocena uciążliwości eksploatacji i jej wpływu na efektywność produkcji.

4. **Ranking atrakcyjności ścian wydobywczych**, oparty na wielokryterialnej analizie ryzyka oraz metodach optymalizacji ekonomicznej.
5. **Adaptacja koncepcji stopy dyskontowej**, uwzględniającej zmienne ryzyko geologiczne i ekonomiczne.
6. **Ocena efektywności ekonomicznej w harmonogramie produkcji i dystrybucji węgla**, z uwzględnieniem analizy wartości zaktualizowanej netto (NPV).

Do budowy modelu zastosowano **metody statystyczne, ekonometryczne, analizę szeregów czasowych oraz modelowanie wielokryterialne**, dostosowując wybór narzędzi do dostępności danych.

2.1. Struktura modelu i kluczowe elementy

Modelowanie zdolności produkcyjnej kopalń opierało się na analizie trzech głównych grup czynników wpływających na wydobywanie:

1. Czynniki naturalne:
 - Stopień zagrożenia tąpnięciami,
 - Wskaźnik zuskokowania,
 - Miąższość brutto pokładu węgla.
2. Czynniki techniczne:
 - Uzysk węgla (masowo),
 - Miąższość skały płonnej w furcie eksploatacyjnej,
 - Długość ściany,
 - Odległość od skrajnych pozycji ściany.
3. Czynniki organizacyjne:
 - Liczba zmian produkcyjnych,
 - Postęp ściany na zmianę,
 - Odległość od najbliższego szybu materiałowo-zjazdowego,
 - Etapy zbrojenia i likwidacji ściany w relacji do całkowitej liczby zmian roboczych.

W wyniku analizy statystycznej i regresji wielorakiej **wyeliminowano zmienne o marginalnym wpływie**, pozostawiając finalnie **dziesięć kluczowych parametrów** modelu.

2.2. Ocena efektywności eksploatacji i modelowanie ryzyka

Uciążliwość geologiczno-górnich warunków eksploatacji w kopalniach podziemnych określana jest przez czynniki naturalne i techniczne, które łącznie stanowią o możliwości i sposobie prowadzenia eksploatacji. Decydują one o bezpieczeństwie i ekonomicznej efektywności wydobywania oraz o stopniu wykorzystania zasobów. Poprzez uwzględnienie w analizie wszystkich czynników mających wpływ na ograniczenia eksploatacji, możliwe jest skwantyfikowanie ryzyka eksploatacji wynikającego z warunków geologicznych i górniczych i ich wpływu na poziom kosztów wydobywania ścian (Dyczko i in. 2023).

Do oceny wpływu warunków geologicznych i górniczych na proces eksploatacji projektując platformę węglową, poddano analizie 47 zmiennych objaśniających, pochodzących z cyfrowego modelu złoża i przypisanych do konkretnych ścian wydobywczych. Na podstawie wiedzy eksperckiej oraz analizy korelacji poszczególnych zmiennych do dalszej analizy statystycznej wytypowano ostatecznie 17 zmiennych objaśniających zmiany kosztów jednostkowych brutto. Z uwagi na skokowy charakter zmian niektórych zmiennych objaśniających (dotyczących zagrożeń naturalnych) i zmieniającej się dynamiki reakcji zmiennej zależnej (kosztów jednostkowych) zdecydowano się w dalszej analizie na modelowanie kosztów jednostkowych za pomocą regresji segmentowej. Wyniki estymacji modelu regresji segmentowej pokazują, że 85,24% zmienności kosztów jednostkowych jest wyjaśniane za pomocą zmienności 11 zmiennych budujących model ($R^2 = 85,24\%$). Są to następujące zmienne: miąższość, zasoby wydobywalne (*reserves*), wybieg ściany, długość ściany, odległość od szybu materiałowo-zjazdowego, głębokość, zagrożenie metanowe (CH_4), zagrożenie tąpnięciami (KZT), skłonność węgla do samozapalenia (KZS), zagrożenie wodne (KZW) oraz zaburzenia tektoniczne (KZU) (Sobczyk i in. 2024).

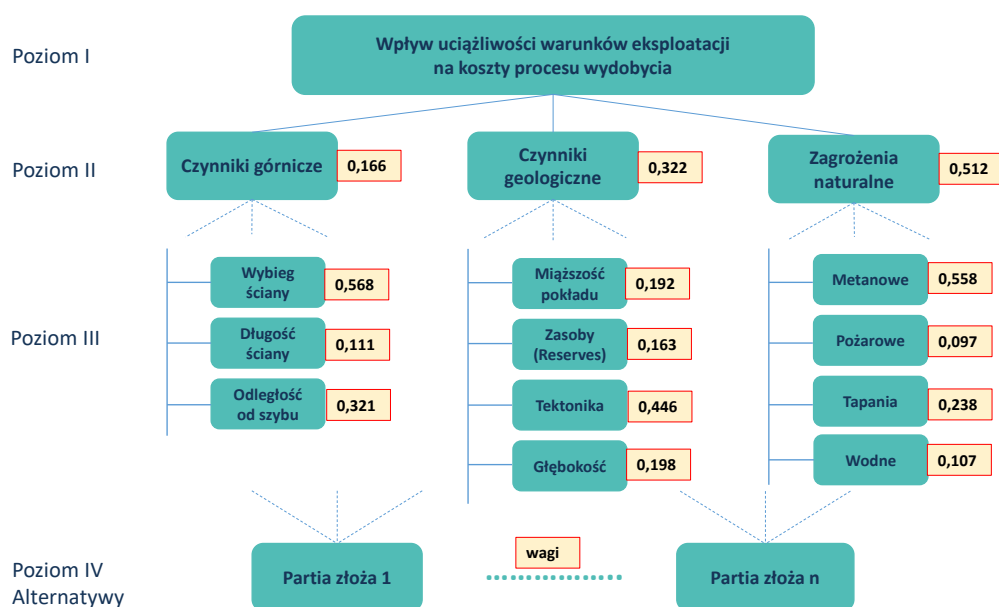
Wyselekcjonowane w wyniku regresji segmentowej kryteria posłużyły do budowy wzorcowego modelu wpływu uciążliwości warunków geologicznych i górniczych na proces eksploatacji węgla kamiennego. Model został zbudowany przy wykorzystaniu matematycznej wielokryterialnej metody podejmowania decyzji AHP (*Analytic Hierarchy Process*). Ocena ważności poszczególnych kryteriów (wycena wag) została dokonana przez 40 ekspertów reprezentujących pracowników naukowo-badawczych uczelni wyższych i instytutów naukowych oraz kadry inżynierjno-technicznej kopalń węgla kamiennego. Porównania parami kryteriów i subkryteriów, z wykorzystaniem 9-stopniowej skali ocen, tzw. skali Saaty'ego, zostały przeprowadzone w ramach grupowego procesu podejmowania decyzji, tzw. burzy mózgów (ang. *brainstorming*). Do obliczenia wag poszczególnych kryteriów wykorzystano rozmytą analizę procesu hierarchicznego (*Fuzzy Analytic Hierarchy Process* – FAHP). Wpływ uciążliwości warunków eksploatacji na koszty procesu wydobywania zaimplementowany do działania Platformy Węglowej został przedstawiony na rysunku 5.

W dalszej kolejności opracowano wskaźnik uciążliwości eksploatacji, który wykorzystuje wszystkie cechy, jakie zastosowano do budowy wzorcowego modelu uciążliwości warunków geologicznych i górniczych eksploatacji.

Wskaźniki, wykorzystujące wybrane kryteria budujące model uciążliwości, wyrażają zregulowaną postać zmienności poszczególnych czynników geologicznych i górniczych, i określają poziom ryzyka wzrostu jednostkowych kosztów eksploatacji w analizowanych partiach złoża.

Modele hierarchiczne opracowane w metodzie AHP mogą być podatne nawet na niewielkie zmiany wartości macierzy porównań, a tym samym na wrażliwość końcowego wyniku. W celu określenia stabilności wzorcowego modelu wpływu uciążliwości warunków geologicznych i górniczych na proces eksploatacji przeprowadzono analizę wrażliwości dla trzech grup czynników ryzyka: górniczych, geologicznych i zagrożeń naturalnych. Obliczenia wykonano dla wybranych ośmiu parcel eksploatacyjnych węgla kamiennego.

Analiza wrażliwości pokazała, że zmiana wpływu poszczególnych grup czynników poprzez zmianę ich wag nie zmienia zasadniczo oceny analizowanych parcel eksploatacyjnych. Oznacza to, że opracowany wzorcowy hierarchiczny model wpływu uciążliwości warunków



Rys. 5. Wzorcowy model hierarchiczny wpływu uciążliwości warunków geologicznych i górniczych na proces eksploatacji (Sobczyk i in. 2024)

Fig. 5. Exemplary hierarchical model of the impact of geological and mining conditions nuisance on the extraction process

geologicznych i górniczych na proces eksploatacji nie jest wrażliwy na zmiany wartości wag grup czynników ryzyka.

Wzorcowy model hierarchiczny wpływu uciążliwości warunków geologicznych i górniczych na proces eksploatacji opracowany został zgodnie z założeniami zaplanowanymi w projekcie. Jest on częścią nowoczesnej koncepcji zarządzania zasobami złóż węgla kamiennego w zakresie prowadzenia bieżącej eksploatacji oraz udostępniania nowych złóż węgla, w której wykorzystane są geologiczne modele cyfrowe złoża, ocena ryzyka warunków geologicznych i górniczych w procesie eksploatacji oraz wynikających z tego konsekwencji ekonomicznych.

2.3. Integracja modelu z systemem zarządzania produkcją

W ramach projektu opracowano metodykę **cyfrowego odwzorowania procesu eksploatacji**, umożliwiającą precyzyjne harmonogramowanie wydobywania i analizę efektywności produkcji. Kluczowym elementem było stworzenie **cyfrowych map eksploatacji**, które integrują dane geologiczne, górnicze i ekonomiczne. W tym celu wykorzystano **systemy zadaniowe** do generowania **trójwymiarowych brył wyrobisk**, a także do modelowania optymalnych wariantów zagospodarowania zasobów.

W ramach integracji modelu z systemem zarządzania produkcją zrealizowano następujące działania:

- **digitalizacja istniejących map górniczych** i ich przeniesienie do środowiska cyfrowego,
- **opracowanie algorytmów generowania harmonogramu wydobycia**, bazujących na cyfrowym modelu złoża,
- **analiza wariantów zagospodarowania złóż**, uwzględniająca efektywność ekonomiczną oraz ryzyko geologiczne.

Stworzone **modele optymalizacyjne** wspierają proces decyzyjny dotyczący **kolejności eksploatacji parcel górniczych**, co pozwala na zwiększenie efektywności wydobycia oraz minimalizację ryzyka geologicznego i ekonomicznego.

Jednym z kluczowych elementów integracji modelu z systemem zarządzania produkcją było opracowanie **metodyki oceny efektywności ekonomicznej eksploatacji zasobów**. W tym celu wprowadzono koncepcję **parceli efektywnej**, czyli takiej części złoża, której wartość zaktualizowana netto (NPV) wynosi co najmniej 0. Poniżej tej wartości eksploatacja staje się nierentowna. Przy wartości $NPV = 0$ szacuje się graniczną wielkość zasobów złoża. Interpretacja osiągniętego efektu ekonomicznego jest następująca: dla warunków złożowych (górniczych i geologicznych) tożsamyh z warunkami przyjętymi przy szacowaniu parceli efektywnej oraz dla warunków lepszych wzrost wielkości zasobów spowoduje poprawę NPV. W tym przypadku zakłada się niezmiennosć warunków zewnętrznych otoczenia (Sobczyk i in. 2024).

W ramach badań nad oceną efektywności ekonomicznej eksploatacji zasobów opracowano:

- mechanizmy gromadzenia danych ekonomiczno-finansowych, technicznych i geologicznych,
- kryteria jakości danych oraz ich optymalny zakres,
- metody skalowania i mapowania kosztów oraz ryzyka dla poszczególnych parcel eksploatacyjnych,
- modele oceny efektywności ekonomicznej zarówno pojedynczych parcel, jak i całego złoża.

Efektywność ekonomiczna parceli na platformie węglowej jest szacowana dynamicznie, przy określonym zestawie wartości kluczowych parametrów decyzyjnych. Ponieważ parcela jest eksploatowana w czasie, szacowanie efektów dochodowych wymaga uwzględnienia wartości pieniądza w czasie, co może być prowadzone w metodzie NPV. Metoda ta, jej kluczowy miernik wartości (dochodowości), tj.: wartość zaktualizowana netto i dalej – metodyka szacowania przepływów pieniężnych w podejściu FCFF (*free cashflow to firm*; wolne przepływy dla firmy) oraz mechanizm ich aktualizacji, zostały wybrane do dalszych analiz techniczno-ekonomicznych (Sobczyk i in. 2024).

Na metodykę oceny techniczno-ekonomicznej efektywnej parceli eksploatacyjnej składa się kilka ważnych etapów prac i działań, m.in. przygotowanie bazy danych o nakładach i kosztach w kopalni w podziale na miejsca ich powstawania i fazę procesu produkcyjnego, przygotowanie cyfrowego, geologicznego modelu złoża, z którego ekstrahowana jest informacja o parametrach ilościowych pokładu oraz jakościowych węgla, przygotowania

cyfrowych harmonogramów opisujących zakres robót udostępniających, przygotowawczych i eksploatacyjnych, przygotowanie modelu uciążliwości i mechanizmów ich mapowania na atrakcyjność poszczególnych parcel wydobywczych, a w dalszej kolejności ryzyko, przygotowanie modelu oceny techniczno-ekonomicznej najbardziej korzystnego modelu zagospodarowania (rozcięcia) złoża oraz modelu oceny efektywności ekonomicznej wraz z ryzykiem ujętym w stopie dyskontowej.

W celu zapewnienia spójności danych niezbędnych do **oceny efektywności ekonomicznej** w kolejnych fazach projektu opracowano **metodykę modelowania zmienności parametrów złoża**, obejmującą:

- prognozowanie jakości węgla (wartość opałowa, zawartość siarki, popiołu, gęstość pozorną),
- analizę występowania zagrożeń naturalnych i ich poziomu,
- walidację danych geologicznych, obejmującą strukturalne i jakościowe parametry złóż.

Wszystkie te elementy zostały **zintegrowane w ramach cyfrowego modelu złoża**, co umożliwia automatyczną aktualizację parametrów eksploatacyjnych w systemie zarządzania produkcją.

2.4. Harmonogramowanie wydobywania i optymalizacja planowania

Postęp w zakresie informatyzacji procesów planowania produkcji górniczej pozwala na sprawne modelowanie struktury złoża oraz jego parametrów jakościowych. Kołem zamachowym postępu jest modelowanie 3D, które stało się niezwykle ważnym narzędziem otwierającym nowe kierunki rozwoju w ostatnich latach.

Nie inaczej było w trakcie projektowania architektury informatycznej platformy węglowej, gdzie jednym z najważniejszych aspektów integracji modelu z zarządzaniem produkcją było opracowanie metodyki cyfrowego harmonogramowania eksploatacji. W tym celu przeprowadzono:

- transformację danych geologicznych do środowiska trójwymiarowego,
- generowanie wariantów zagospodarowania zasobów w oparciu o modele predykcyjne,
- identyfikację optymalnych sekwencji eksploatacji, uwzględniających zarówno aspekty geologiczne, jak i ekonomiczne.

Dzięki implementacji systemu zadaniowego możliwe jest dynamiczne dostosowanie harmonogramów wydobywania do zmieniających się warunków eksploatacyjnych oraz rynkowych.

Projektowany w ramach platformy węglowej system informatyczny ma na celu usprawnienie i uelastycznienie procesów planistycznych górnictwa w obszarze wydobywania poprzez optymalizację ilości i jakości wydobywanego węgla, stabilizację parametrów jakościowych urobku oraz dostosowanie produkcji do zmieniającej się sytuacji rynkowej. Założono, że do osiągnięcia tego celu konieczne jest:

- opracowanie modelu geologicznego w celu możliwie jak najdokładniejszego określenia struktury geologicznej złoża oraz ilości i jakości kopaliny dla każdego z obszarów górniczych,

- oparcie procesu projektowania i harmonogramowanie robót udostępniających i eksploatacyjnych na pełnych i sprawdzonych danych geologicznych obejmujących m.in. dokładną charakterystykę jakości kopaliny.

W ramach identyfikacji procesów przeprowadzono defragmentację koncepcji, która zakładała, że po stronie podaży dane będą zbierane w obszarze produkcji na różnych etapach jej realizacji, co zostało opisane na rysunku 3. W związku z tym, wskazano wstępnie, że konieczne jest opisanie procesów związanych z określaniem potencjału zasobowego, zaś odpowiednim modułem w systemie, który będzie zajmować się danym zagadnieniem będzie moduł „Zasoby”. W podobny sposób zdefragmentowane zostały pozostałe składowe łańcucha wartości przy produkcji węgla i docelowo opisane zostały następujące grupy procesów:

- Proces określania potencjału zasobowego kopalni;
- Proces raportowania postępu robót górniczych;
- Proces określania zdolności produkcyjnych kopalni;
- Proces przeróbki;
- Proces sprzedaży i dystrybucji.

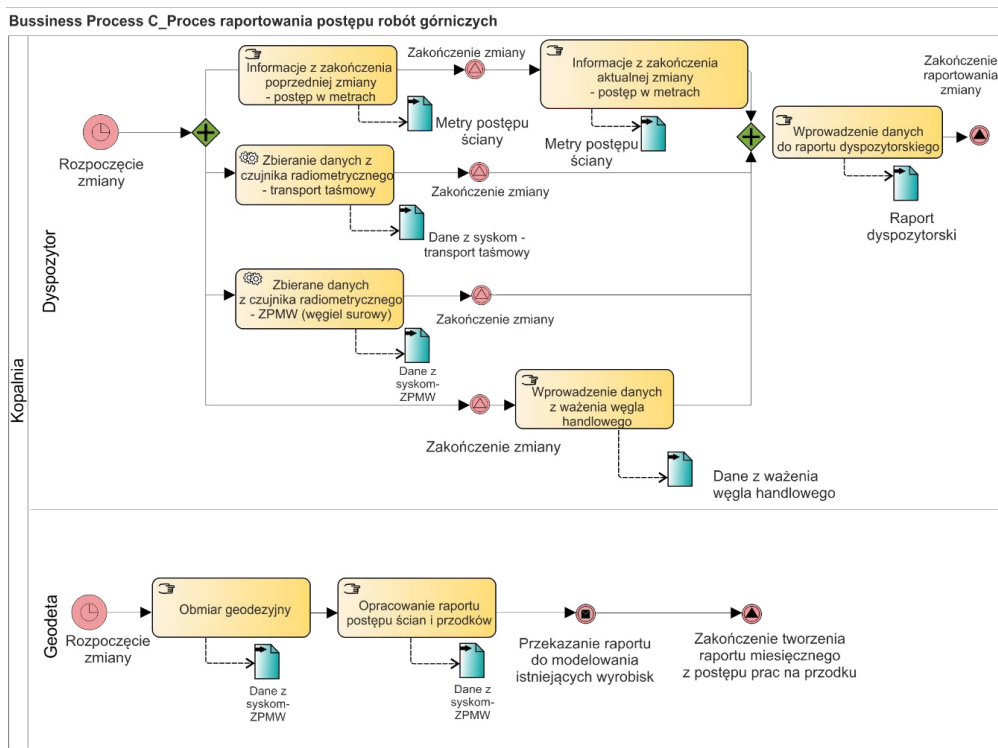
Ostatnim procesem, który opisano w ramach tej fazy był proces określania zapotrzebowania, gdzie w odróżnieniu od wyżej wymienionej listy, wymagania i przebieg procesu opisano w formie koncepcji.

Pozostałe procesy zostały opisane w taki sposób, że wstępnie określono zakresy danych, które są wykorzystywane w trakcie procesu lub są tworzone w ramach działań procesowych. Przebieg procesów opisano w notacji BPMN 2.0, co umożliwiło oznaczenie działań realizowanych manualnie, wspieranych przez system informatyczny, a także wskazanie miejsc, w których są wykorzystywane dane wejściowe (jako grupa danych) lub miejsc, w których są tworzone zestawienia danych.

Przykładowy przebieg procesu opisywany zgodnie z notacją BPMN 2.0 przedstawiono na rysunku 6.

W ramach przekształcania koncepcji oraz opisu procesów biznesowych, zdefiniowana została (jako produkt działań) lista docelowych modułów systemu, które w dalszej części miały zostać szczegółowo zaprojektowane i opisane.

Głównym rezultatem budowy nowoczesnej koncepcji zarządzania zasobami złóż węgla kamiennego bazującej na opracowaniu dynamicznej bazy zasobowej tego surowca jest bezdyskusyjne i precyzyjne wskazanie ilości zasobów wydobywalnych węgla kamiennego, oszacowanych zgodnie z procedurami wymaganymi przez międzynarodowy standard wykazywania zasobów JORC Code. Oszacowanie zasobów w kategorii *reserves* pokazuje rzeczywisty potencjał złoża i przedstawia ekonomicznie opłacalną część zasobów, w odniesieniu do których zakłada się istnienie najwyższego poziomu ufności co do parametrów geologicznych, technicznych i ekonomicznych oszacowania zasobów na etapie ustalania produkcji, zastosowanych do planu eksploatacji i określenia harmonogramu produkcji.



Rys. 6. Model procesu raportowania postępu robót górniczych (Dyczko i Marłęga 2024)

Fig. 6. Model of the reporting process for mining progress

3. Architektura i modelowanie danych w Platformie Węglowej DynGOSP – prototypowanie i cyfrowa integracja zarządzania surowcami

W ramach budowy Platformy Węglowej DynGOSP powstaje system informatyczny wspierający zarządzanie zasobami węgla kamiennego. Opracowywana koncepcja obejmuje modelowanie danych, architekturę rozwiązania oraz prototypowanie interfejsu użytkownika. Celem jest stworzenie narzędzia umożliwiającego efektywne monitorowanie podaży i popytu na surowiec oraz optymalizację procesów logistycznych.

Na potrzeby projektu powstają makiety interfejsu użytkownika, które określają:

- ➔ sposób prezentacji danych w systemie,
- ➔ model przepływu informacji i zależności między modułami,
- ➔ mechanizmy zasilania systemu danymi,
- ➔ szczegółową listę wymagań funkcjonalnych i pozafunkcyjnych.

Prototypy ekranów są projektowane w narzędziu Figma, co pozwala na bieżącą optymalizację nawigacji, testowanie funkcjonalności oraz przypisanie kluczowych akcji (zatwier-

dzanie, filtrowanie, rozszerzanie danych itp.). Makiety stanowią podstawę do przygotowania scenariuszy testowych, które będą wykorzystywane w kolejnych etapach budowy systemu.

Projektując interfejs, uwzględnia się specyfikę użytkowników końcowych, zarówno po stronie producentów i konsumentów węgla, jak i instytucji regulujących rynek surowcowy. Rozwiązania dostosowuje się do ich potrzeb, zapewniając ergonomię użytkowania oraz czytelną prezentację danych operacyjnych.

3.1. Modelowanie danych i struktura systemu

Równolegle z opracowywaniem prototypów trwa proces modelowania danych, kluczowy dla prawidłowego funkcjonowania Platformy Węglowej DynGOSP. Modelowanie obejmuje:

- analizę danych wejściowych,
- identyfikację zależności między zbiorami danych,
- projektowanie struktury informacji w systemie bazodanowym.

W ramach prac wyodrębnia się kluczowe grupy danych, definiuje ich wzajemne powiązania oraz opracowuje wielopoziomową strukturę informacji. Przyjęta koncepcja umożliwia uwzględnienie zarówno danych historycznych, jak i mechanizmów predykcyjnych, co pozwala na efektywne zarządzanie popytą i podażą oraz optymalizację logistyki dystrybucji.

Poszczególne grupy danych są systematycznie uszczegóławiane pod kątem ich przynależności do jednostek biznesowych, a także ich relacji z innymi zbiorami informacji. Opracowany model zapewnia możliwość dalszej rozbudowy i integracji z przyszłymi modułami platformy surowcowej. Przykładowy wygląd ekranu zaprojektowanego dla systemu przedstawiono na rysunku 7.

3.2. Architektura systemu i jej komponenty

Na bazie wymagań funkcjonalnych i analizy danych powstaje **architektura systemu**, charakteryzująca się wysoką skalowalnością oraz możliwością integracji z innymi systemami informatycznymi. **Platforma Węglowa DynGOSP** obejmuje następujące kluczowe komponenty:

1. Obszar dostępu użytkownika – interfejs dla producentów i konsumentów węgla oraz instytucji regulujących rynek.
2. Warstwa prezentacji – odpowiedzialna za czytelną wizualizację danych i nawigację użytkownika.
3. Warstwa transakcyjna – przetwarzająca operacje użytkowników i automatyzująca kluczowe procesy.
4. Warstwa analityczna – wykorzystująca algorytmy predykcyjne do prognozowania popytu, analizy rynku i optymalizacji produkcji.
5. Obszar techniczny – obejmujący bazę danych oraz mechanizmy integracji z innymi systemami.

Ogólny schemat architektury rozwiązania został przedstawiony na rysunku 8.

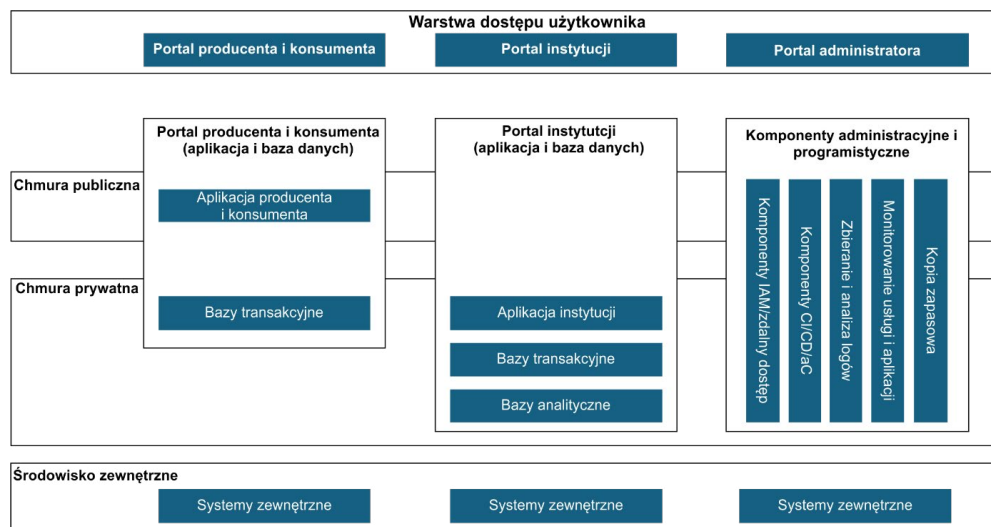
The screenshot shows a web interface for adding a new entity. The top navigation bar includes links like 'Podmioty', 'Zasoby', 'Produkcja', etc. The main section is titled 'Podmioty > Dodanie podmiotu'. It contains four main data entry sections:

- Dane podstawowe:** Fields for NIP (with a search button), Nazwa, REGON, KRS, Typ podmiotu, and Jednostka bezpośrednio nadzorująca.
- Dane adresowe:** Fields for Województwo, Powiat, Gmina, Kod pocztowy, Poczta, Miejscowość, and Ulica. There is a '+ Dodaj' button.
- Dane kontaktowe:** Fields for Imię, Nazwisko, E-mail, Telefon, and Uwagi.
- Koncesje:** A table with columns: Numer, Przedmiot koncesji, Data wydania, Data obowiązywania, and Wartość. There is a '+ Dodaj' button.

At the bottom, there are checkboxes for 'Aktywny' and buttons for 'Anuluj' and 'Zapisz'.

Rys. 7. Przykład ekranu systemu obrazujący wprowadzenie podmiotu do bazy danych (Marłęga i in. 2024)

Fig. 7. Example of a system screen illustrating the input of the entity into the database



Rys. 8. Architektura rozwiązania Platforma Węglowa (Marłęga i in. 2024)

Fig. 8. Architecture of the Coal Platform solution

Dzięki zastosowaniu nowoczesnych technologii przetwarzania danych oraz rozwiązań **chmurowych i kontenerowych**, system zapewnia **wysoką wydajność, elastyczność i możliwość dalszej rozbudowy**.

3.3. Zwinne podejście do projektowania systemu

Projektowanie **Platformy Węglowej DynGOSP** realizuje się zgodnie z **metodyką Agile**, co pozwala na:

- **elastyczne dostosowywanie systemu** do zmieniających się wymagań,
- **bieżącą weryfikację i testowanie prototypów**,
- **zaangażowanie interesariuszy** na każdym etapie prac.

Zastosowanie podejścia zwinnego jest kluczowe, ponieważ w **branży wydobywczej brak jest jednolitych standardów** w zakresie procesów zarządzania surowcami kopalnymi. Dzięki temu opracowywane rozwiązania uwzględniają specyfikę poszczególnych podmiotów, jednocześnie tworząc standard, który może zostać wdrożony na poziomie ogólnokrajowym (Dyczko i Marłęga 2024).

Dzięki bieżącej współpracy z użytkownikami końcowymi możliwe jest **doprecyzowanie kluczowych wymagań biznesowych**, co podnosi jakość finalnego rozwiązania.

Projektowanie i wdrażanie **Platformy Węglowej DynGOSP** obejmuje **kompleksowe modelowanie danych, opracowanie architektury systemu oraz prototypowanie interfejsu użytkownika**. Kluczowe aspekty realizacji to:

- budowa **elastycznej i skalowalnej architektury**,
- zastosowanie **nowoczesnych narzędzi do modelowania danych**,
- wdrożenie podejścia zwinnego **zapewniającego adaptację systemu do zmieniających się warunków rynkowych**,
- **integracja analitycznych i transakcyjnych komponentów systemu** w celu zapewnienia optymalnego zarządzania zasobami węgla kamiennego.

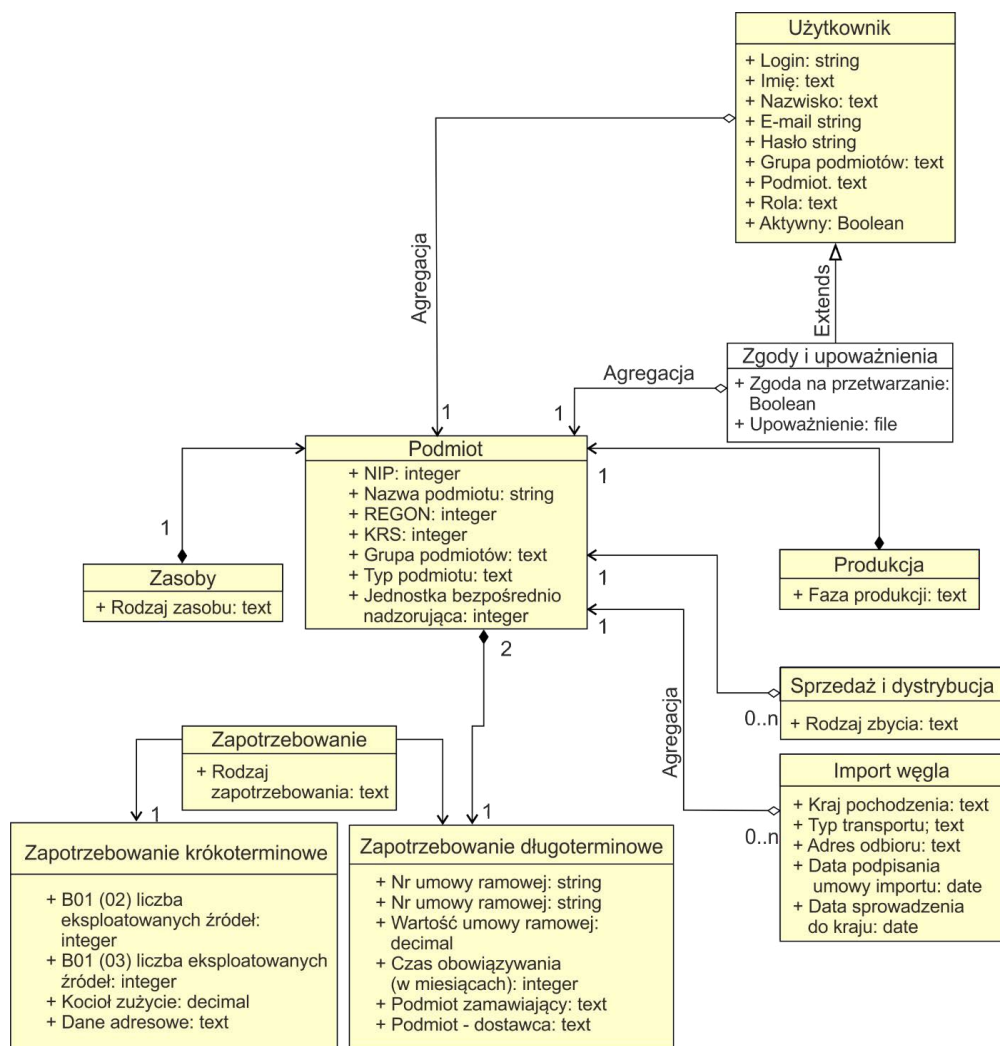
Opracowywana platforma, jako **pierwszy krok do budowy ogólnokrajowego systemu zarządzania surowcami strategicznymi**, stanowi fundament dla przyszłego **zintegrowanego systemu bilansowania surowców mineralnych i energetycznych**.

Nowe rozwiązania informatyczne pozwolą na:

- **optymalizację zarządzania zasobami kopalni**,
- **zminimalizowanie ryzyka geologicznego i ekonomicznego**,
- **precyzyjne harmonogramowanie wydobycia**,
- **poprawę efektywności logistycznej i bilansowania surowców**.

Projekt DynGOSP, dzięki zastosowaniu cyfrowych modeli złoża, algorytmów analitycznych oraz zintegrowanego podejścia do zarządzania surowcami, **wprowadza nową jakość w planowaniu eksploatacji zasobów węgla kamiennego w Polsce**. Zdobyte doświadczenia i wdrożone rozwiązania mogą stać się **podstawą dla przyszłej krajowej platformy surowcowej**, obejmującej metale krytyczne, surowce wtórne oraz inne zasoby kluczowe dla stabilności gospodarki surowcowej (Dyczko i Marłęga 2024).

Ogólny model danych przedstawiono na rysunku 9.



Rys. 9. Ogólny model danych (Marłęga i in. 2024)

Fig. 9. General data model

Podsumowanie

W gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny kluczowym wyzwaniem jest optymalizacja zarządzania zapotrzebowaniem, produkcją i logistyką surowców strategicznych. Pomimo postępującej transformacji energetycznej, węgiel kamienny nadal odgrywa istotną rolę w bilansie energetycznym Polski, co wymaga nowoczesnych rozwiązań wspierających efektywne i zrównoważone zarządzanie zasobami.

Projekt DynGOSP, realizowany w ramach programu GOSPOSTRATEG IX, odpowiada na te potrzeby poprzez budowę inteligentnej platformy węglowej, będącej pierwszym etapem tworzenia kompleksowego systemu bilansowania i zarządzania surowcami strategicznymi. Platforma węglowa stanowi fundament przyszłej platformy surowcowej, obejmującej także inne kluczowe zasoby – metale krytyczne, surowce mineralne oraz odpady przemysłowe o potencjale recyklingowym.

Wdrożenie nowoczesnych narzędzi cyfrowych jest niezbędne do bilansowania podaży i popytu na surowce, a także optymalizacji logistyki i infrastruktury wydobywczej w dynamicznie zmieniających się realiach rynkowych i regulacyjnych. Platforma węglowa, jako element szerszego systemu zarządzania surowcami, integruje dane dotyczące:

- dostępnych zasobów węgla kamiennego i zdolności wydobywczych,
- optymalizacji wykorzystania infrastruktury logistycznej,
- prognozowania trendów rynkowych i monitorowania zmian w popycie,
- efektywnego zarządzania procesem wydobycia i dystrybucji surowca.

Działanie systemu opiera się na zaawansowanych modelach analitycznych i metodach predykcyjnych, pozwalających na dostosowanie strategii eksploatacyjnych do zmieniających się warunków gospodarczych i regulacyjnych.

Zrealizowane w ramach projektu badania i analizy pozwoliły na opracowanie kompleksowego modelu wspierającego zarządzanie gospodarką zasobami złóż węgla kamiennego. Opracowany system umożliwia:

- precyzyjne prognozowanie zdolności produkcyjnych kopalń,
- ocenę efektywności ekonomicznej wydobycia,
- harmonogramowanie procesów wydobywczych,
- integrację z cyfrowymi narzędziami wspierającymi zarządzanie produkcją i logistyką.

Zastosowanie modelu pozwala na optymalizację wykorzystania infrastruktury górniczej, ograniczenie ryzyka geologicznego i ekonomicznego oraz zwiększenie efektywności operacyjnej kopalń.

Transformacja polskiego sektora energetycznego wymaga nowoczesnych narzędzi cyfrowych wspierających bilansowanie surowców i podejmowanie decyzji strategicznych. Wdrożenie platformy węglowej w zakładach Południowego Koncernu Węglowego (PKW) jest kluczowym krokiem w procesie cyfryzacji i modernizacji sektora surowcowego.

Docelowo, po odpowiednich zmianach legislacyjnych, platforma może zostać rozszerzona na wszystkie kopalnie węgla kamiennego oraz zintegrowana z systemami zarządzania innymi surowcami mineralnymi. Tym samym, projekt DynGOSP stanowi fundament nowoczesnej polityki surowcowej, wspierającej zarówno sektor wydobywczy, jak i całą gospodarkę w okresie transformacji energetycznej.

Projekt DynGOSP jest przełomowym rozwiązaniem w zarządzaniu krajowymi zasobami surowcowymi, integrującym zaawansowane modele analityczne, predykcyjne i cyfrowe narzędzia zarządcze. Budowa platformy węglowej stanowi pierwszy etap transformacji sektora surowcowego w kierunku zintegrowanego, inteligentnego systemu zarządzania surowcami, dostosowanego do realiów dekarbonizacyjnego miksu energetycznego.

Dzięki implementacji systemu w PKW oraz jego dalszej rozbudowie, platforma może stać się kluczowym elementem nowoczesnej strategii zarządzania surowcami, umożliwiając pre-

cyzyjne prognozowanie, optymalizację produkcji oraz efektywne planowanie w warunkach transformacji energetycznej i dynamicznych zmian rynkowych.

Publikacja powstała w wyniku realizacji projektu Gospostrateg IX nr 0016/2022 finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju pn. „Dynamiczne zarządzanie zapotrzebowaniem, produkcją, gospodarką zasobami i logistyką dystrybucji węgla kamiennego w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny”.

Literatura

- ARP 2021–2024. [Online] <https://arp.pl/pl/jak-dzialamy/g%C3%B3rnictwo/> [Dostęp: 14.02.20125].
- Durlik, I. 1996 – *Strategia i projektowanie systemów produkcyjnych (Inżynieria zarządzania)*. Agencja Wydawnicza Placet.
- Dyczko, A. 2021 – Construction of a heuristic architecture of a production line management system in the JSW SA Mining Group in the context of output stabilization, quality improvement and the maximization of economic effects. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(4), s. 219–238, DOI: 10.24425/gsm.2021.139746.
- Dyczko, A. 2023 – Production management system in a modern coal and coke company based on the demand and quality of the exploited raw material in the aspect of building a service-oriented architecture. *Journal of Sustainable Mining* 22(1), DOI: 10.46873/2300-3960.1371.
- Dyczko, A. i Marłęga, R. 2024 – Zastosowanie technik informacyjnych (IT) w dynamicznym zarządzaniu procesami związanymi z zapotrzebowaniem, produkcją oraz logistyką dystrybucji węgla kamiennego i jego udziału w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny – GOSPOSTRATEG 9/0016/22. *XXXIII Konferencja: Aktualia i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi*, Krynica Zdrój.
- Dyczko i in. 2023 – Dyczko, A., Sobczyk, J. i Jarosz, J. 2023 – Dynamiczne zarządzanie zapotrzebowaniem, produkcją, gospodarką zasobami i logistyką dystrybucji węgla kamiennego w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny. *Konferencja: Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej*, Zakopane.
- Galica, D. 2023 – *Cyfrowy model geologiczny złoża jako narzędzie wspomagania decyzji w działalności kopalni węgla kamiennego*. Rozprawa doktorska, Kraków: Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN.
- Kulpa, J. 2024 – *Metodyka oceny atrakcyjności złoża i kwantyfikacja ryzyka w procesie eksploatacji*. Rozprawa doktorska, Kraków: Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (w przygotowaniu do druku).
- MAP 2021 – Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego. Podpisana w urzędzie Wojewódzkim w Katowicach 28 maja 2021 rok.
- MAP 2023 – Departament Analiz i Sprawozdawczości Ministerstwo Aktywów Państwowych, 2023. Raport podsumowujący interwencyjny import i dystrybucję węgla kamiennego w sezonie grzewczym 2022/2023, Ministerstwo Aktywów Państwowych, 37 s.
- Marłęga i in. 2024 – Marłęga, R., Dragić, S. i Dydo, M. 2024 – The implementation of information technology (IT) in the dynamic management of coal demand and supply processes. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 40(4), s. 161–182, DOI: 10.24425/gsm.2024.152717.
- NIK 2024 – Informacja o wynikach kontroli: zabezpieczenie importu węgla kamiennego w związku z wprowadzeniem embarga na dostawy z Rosji. LKA.430.4.2023. Nr ewid. 24/2024/P/23/056/LKA
- Sobczyk i in. 2024 – Sobczyk, E.J., Kulpa, J., Kopacz, M., Sałamaga, M. i Sobczyk, W. 2024 – Sustainable management of hard coal resources implemented by identifying risk factors in the mining process. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 40(3), s. 23–48, DOI: 10.24425/gsm.2024.151526.
- Tokarski i in. 2021 – Transformacja energetyczna – zapotrzebowanie na źródła energii pierwotnej w perspektywie 2040 roku. Wydawnictwo Głównego Instytutu Górnictwa, 223 s.
- Wyrwa i in. 2022 – Wyrwa, A., Suwała, W., Pluta, M., Raczynski, M., Zyśk, J. i Tokarski, S. 2022 – A new approach for coupling the short- and long-term planning models to design a pathway to carbon neutrality in a coal-based power system. *Energy* 239(E), DOI: 10.1016/j.energy.2021.122438.

DynGOSP – modelowanie zapotrzebowania, produkcji i logistyki węgla kamiennego w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny – platforma węglowa jako sposób na zrównoważone zarządzanie zasobami

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, gospodarka zasobami złóż, węgiel kamienny w polskim miksie energetycznym, zdolność produkcyjna kopalń, architektura informatyczna, platforma surowcowa

Streszczenie: Rozdział przedstawia kluczowe zadania i wyzwania związane z realizacją najważniejszego od lat projektu w polskim górnictwie węgla kamiennego – pt.: „Dynamiczne zarządzanie zapotrzebowaniem, produkcją, gospodarką zasobami i logistyką dystrybucji węgla kamiennego w gospodarce realizującej dekarbonizacyjny miks energetyczny” (DynGOSP). Projekt ten stanowi strategiczną odpowiedź na aktualne wyzwania sektora zdefiniowane w raporcie Najwyższej Izby Kontroli z 2024 roku pt.: „Zabezpieczenie importu węgla kamiennego w związku z wprowadzeniem embarga na dostawy z Rosji”.

Zgodnie z zaleceniami raportu, Najwyższa Izba Kontroli wnosi do Prezesa Rady Ministrów o opracowanie systemu zarządzania i kontroli, który zapewni należyłą koordynację działań w obszarze importu węgla oraz wdrożenie rozwiązań przyczyniających się do optymalizacji wydatków publicznych i zapewnienia sprawnego funkcjonowania instytucji państwowych w sytuacjach kryzysowych. Projekt DynGOSP bezpośrednio odnosi się do tych rekomendacji, dostarczając narzędzi i modeli analitycznych umożliwiających strategiczne zarządzanie popytem, produkcją i logistyką dystrybucji węgla w Polsce. Celem projektu jest opracowanie kompleksowego systemu zarządzania gospodarką węglową, obejmującego pełny cykl – od złoża do odbiorcy końcowego – w perspektywie do 2050 roku. Kluczowym elementem działań będzie budowa *Proof of Concept* (PoC) platformy DynGOSP w Południowym Koncernie Węglowym SA (PKW). To wdrożenie umożliwi ocenę efektywności nowego podejścia do bilansowania zasobów, prognozowania popytu oraz optymalizacji łańcucha dostaw. Projekt został pozytywnie zaopiniowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach IX konkursu Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych GOSPOSTRATEG. Realizowany jest przez konsorcjum kierowane przez Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, przy współpracy Ministerstwa Aktywów Państwowych jako partnera merytorycznego oraz Instytutu Techniki Górniczej KOMAG jako partnera naukowego. Głównym rezultatem projektu będzie opracowanie nowoczesnej koncepcji zarządzania zasobami złóż węgla kamiennego, opartej na budowie dynamicznej bazy zasobowej, określającej ilość zasobów wydobywalnych (reserves) zgodnie z międzynarodowym standardem JORC Code.

DynGOSP – modeling the demand, production, and logistics of hard coal in an economy implementing a decarbonized energy mix – the coal platform as a method for sustainable resource management

Keywords: energy security, resource deposit management, hard coal in the Polish energy mix, IT architecture, raw material platform

Abstract: The chapter presents the key tasks and challenges associated with implementing the most significant project in Polish hard coal mining in recent years, titled: “Dynamic management of coal demand, production, resource management, and distribution logistics of in an economy implementing a decarbonized energy mix” (DynGOSP). This project serves as a strategic response to the current challenges of the sector, as defined in the 2024 report by the Supreme Audit Office (Najwyższa Izba Kontroli, NIK) titled: “Securing Hard Coal Imports in the wake of the Embargo on Supplies from Russia”. In line with the report’s recommendations, the Supreme Audit Office calls on the Prime Minister to develop a management and control system that ensures proper coordination of actions in the area of coal imports and the implementation of solutions contributing to the optimization of public expenditures and the efficient functioning of state institutions in crisis situations. The DynGOSP project directly addresses these recommendations by providing tools and analytical models that enable strategic management of the coal demand, production, and distribution logistics in Poland. The project’s goal is to develop a comprehensive coal industry management system, covering the entire cycle – from the deposit to the end consumer – with a perspective extending to 2050. A key element of the initiative will be the construction of a Proof of Concept (PoC) for the DynGOSP platform within the Southern Coal Company SA (Południowy Koncern Węglowy SA,

PKW). This implementation will allow for the evaluation of the effectiveness of the new approach to resource balancing, demand forecasting, and supply chain optimization. The project has been positively evaluated by the National Centre for Research and Development (Narodowe Centrum Badań i Rozwoju) as part of the 9th edition of the Strategic Research and Development Program GOSPOSTRATEG. It is being carried out by a consortium led by the Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences (Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN), in collaboration with the Ministry of State Assets as a substantive partner and the KOMAG Institute of Mining Technology as a scientific partner. The main outcome of the project will be developing a modern concept for managing hard coal deposit resources, based on the creation of a dynamic resource database that determines the quantity of extractable reserves in accordance with the international JORC Code standard.

Aneta KALBARCZYK¹

Michał KALBARCZYK²

Porównanie rynku i technologii magazynowania energii w krajach europejskich

Wprowadzenie

Magazynowanie energii elektrycznej jest kluczowym elementem transformacji w kierunku neutralnej dla klimatu Unii Europejskiej do 2050 r., gdzie obecność zmiennych odnawialnych źródeł energii, takich jak wiatr i słońce, musi być uzupełniona przez elastyczne rozwiązania zapewniające nieprzerwane źródła prądu, a wśród technologii magazynowania energii baterie mają kluczowe znaczenie. Aby utrzymać w 100% odnawialny system w Europie, pojemność rozproszonych akumulatorów musi znacznie wzrosnąć w stosunku do obecnego poziomu, i osiągnąć 1600 GWh do 2050.

Prognozy rynkowe przewidują, że europejski rynek magazynów energii dla gospodarstw domowych będzie kontynuował wzrost, ponieważ wiele krajów europejskich dostrzega pierwsze namacalne rezultaty pakietów naprawczych i innych środków wprowadzonych w celu ożywienia gospodarki po kryzysie zdrowotnym związanym z COVID-19. Europa wciąż dogania światowe trendy w montażu magazynów energii. Globalną zainstalowaną zdolność magazynowania energii elektrycznej podłączanej do sieci przedstawia tabela 1. Natomiast światowy udział w rynku fotowoltaiki sparowanej z bateriami zaprezentowano na rysunku 1.

Eksperti z ITRPV twierdzą, że do 2030 r. połowa instalacji będzie sparowana z bateriami.

¹ Politechnika Warszawska, Warszawa; ORCID iD: 0000-0003-3116-6815;
e-mail: aneta.kalbarczyk.dokt@pw.edu.pl

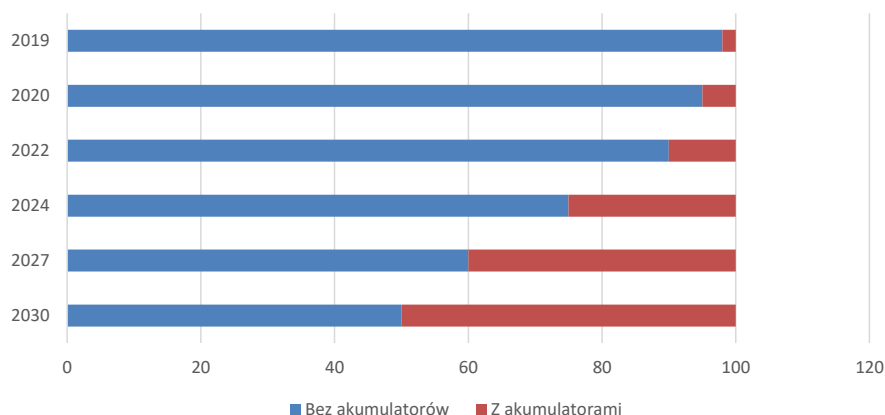
² Solid Energy Group Sp. z o.o.; e-mail: solid.energy.polska@gmail.com

TABELA 1. Globalna zainstalowana zdolność magazynowania energii elektrycznej podłączonej do sieci (New storage technologies 2025)

TABLE 1. Global installed grid-connected electricity storage capacity

140 000 mW Zbiorniki szczytowo-pompowe	70 mW Akumulatory ołowiowe
440 mW Magazynowanie energii sprężonym powietrzem	27 mW Magazyny niklowo-kadmowe
304 mW Baterie sodowo-siarkowe	25 mW Koła zamachowe
100 mW Baterie litowo-jonowe	10 mW Przepływy redox

Światowy udział w rynku fotowoltaiki sparowanej z magazynami energii w %



Rys. 1. Światowy udział w rynku fotowoltaiki sparowanej z magazynami energii (The Energy storage 2025)

Fig. 1. Global market share of photovoltaics paired with energy storage

1. Europejskie rynki magazynowania energii

Pomimo faktu, iż wiele europejskich rynków kładzie nacisk na wykorzystanie energii słonecznej i jej magazynowanie jako sposób na zmniejszenie zależności od zmiennych cen energii elektrycznej i jej lepszego wykorzystywania z samodzielnie produkowanej energii elektrycznej, wdrażanie tej technologii jest nadal napędzane przez garstkę wiodących krajów. Największym europejskim rynkiem magazynów energii jest rynek niemiecki, na którym zainstalowane jest o 70% wszystkich magazynów energii. Kolejne rynki to Włochy, Wielka Brytania, Austria i Szwajcaria. Razem tych pięć krajów obejmuje 93% wszystkich zainstalowanych magazynów energii w Europie.

W Niemczech pierwsze inwestycje w domowe magazyny energii zaczęły pojawiać się w 2013 r. w związku z pojawieniem się regionalnych dofinansowań do zakupu bateryjnych

akumulatorów domowych. Pakiet dofinansowań zaowocował liczbą 627 000 domowych magazynów energii, co stanowiło wzrost o 52% w stosunku rok do roku.

Na rozwój rynku niemieckiego wpływają następujące parametry:

- wysokie ceny prądu w Niemczech,
- mało korzystne warunki rozliczania prosumentów,
- wdrożenie funduszy odbudowy obejmujące inwestycje w odnawialne źródła energii,
- wysoka świadomość ekologiczna społeczeństwa,
- dążenie do zwiększenia niezależności energetycznej,
- dobra sytuacja ekonomiczna społeczeństwa.

W pięcioletniej analizie opracowanej przez stowarzyszenie Solar Power Europe Niemcy pozostaną niekwestionowanym liderem w dziedzinie domowego magazynowania energii w budynkach mieszkalnych, a w dalszej kolejności Włochy. Wraz z pozostałymi dwoma wiodącymi rynkami – Wielką Brytanią i Austrią, nadal będą stanowić cztery najlepsze rynki w 2025 roku.

Według niemieckiego Stowarzyszenia branżowego Bundesverband energiepeicher (BVES 2025) łączna pojemność magazynów energii w niemieckich domach osiągnęła już blisko 4,4 GWh. Przyrosty roczne tego rynku w Niemczech wynoszą 50–60%.

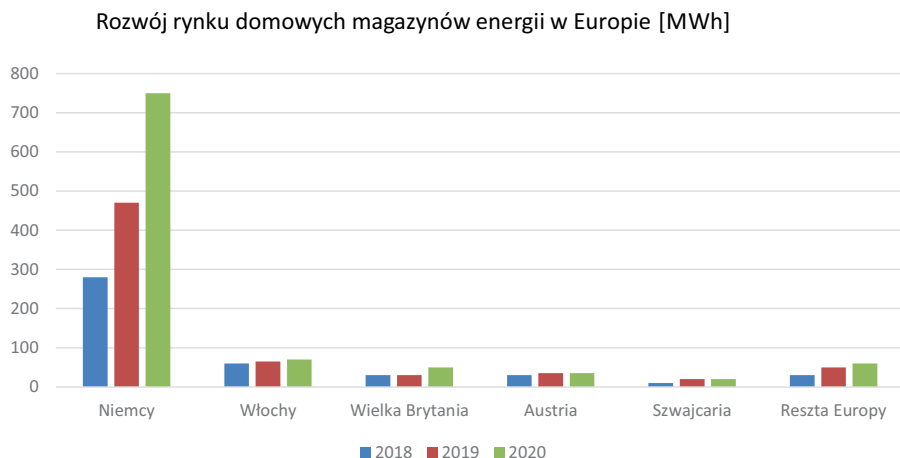
Włoski rynek magazynowania energii, pomimo atrakcyjności, napotyka wiele przeszkód prawnych. Przy wysokiej produkcji energii słonecznej wynoszącej 1400 kWh/kWp, cenach energii elektrycznej netto dla gospodarstw domowych na poziomie około 23 centów/kWh i obecnie braku FIT, włoski rynek energetyczny jest uważany za wysoce podatny na magazynowanie energii. We Włoszech wprowadzenie silnej zachęty fiskalnej dla cen energii elektrycznej i magazynowania, oprócz już istniejących systemów wsparcia, zaowocowało roczny wzrost rynku o 44% z zainstalowanymi 94 MWh. Różne warunki rynkowe pozwoliły pozostałym krajom z pierwszej 5 krajów na dwucyfrowy wzrost – w tym dostępność przyjaznych dla prosumentów taryf energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii oraz zachęty rządowe i wspierające ramy polityczne w Austrii i Szwajcarii.

Obecnie magazyny energii we Włoszech zarówno przemysłowe, jak i domowe służą głównie do stabilizowania krajowych sieci przesyłowych.

2. Rozwój rynku domowych magazynów energii w Europie

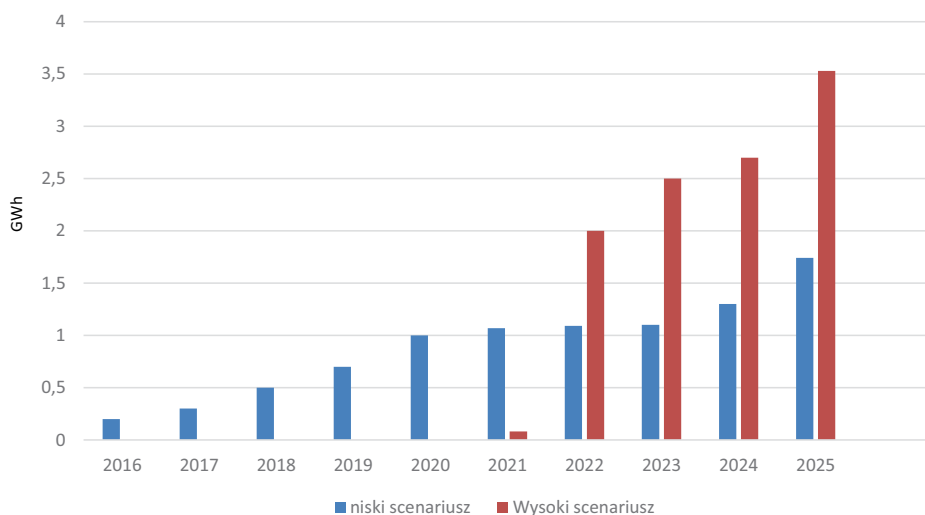
Łącznie pięć największych europejskich rynków jest odpowiedzialne za 93% mocy zainstalowanej w Europie. We wszystkich pozostałych europejskich krajach rynek magazynowania energii pozostaje na wczesnym etapie rozwoju lub nawet nie istnieje. Na przykład we Francji niska cena detaliczna energii elektrycznej na poziomie 0,196 EUR/kWh w 2020 r. okazała się główną barierą dla rozpoczęcia silnego rozwoju rynku magazynowania energii. Chociaż druga co do wielkości gospodarka UE ma ponad 400 000 domowych instalacji fotowoltaicznych w całym kraju, segment domowych magazynów energii jest wciąż bardzo mały. Pojemność zainstalowana w 2020 r. wyniosła około 4000 jednostek. Rozwój rynku domowych magazynów energii w Europie w MWh przedstawia rysunek 2.

Rynek domowych magazynów energii będzie w najbliższym czasie kontynuował silny wzrost. Scenariusze rozwoju rynku domowych magazynów energii przedstawia rysunek 3.



Rys. 2. Rozwój rynku domowych magazynów energii w Europie (Five Countries 2025)

Fig. 2. Development of the home energy storage market in Europe



Rys. 3. Scenariusz rozwoju rynku domowych magazynów energii (European Market 2025)

Fig. 3. Development scenario for the home energy storage market

W najbliższych latach Niemcy nadal będą niekwestionowanym liderem w dziedzinie domowych magazynów energii dzięki silnemu rozwojowi segmentu fotowoltaiki mieszkaniowej i wysokiego wskaźnika wykorzystania akumulatorów. We Włoszech ze względu na bardzo atrakcyjne zachęty rządowe wywołane koniecznością szybkiego wyjścia z pandemii COVID-19 spowodowały znaczny wzrost rynku. Podczas gdy w Wielkiej Brytanii rynek

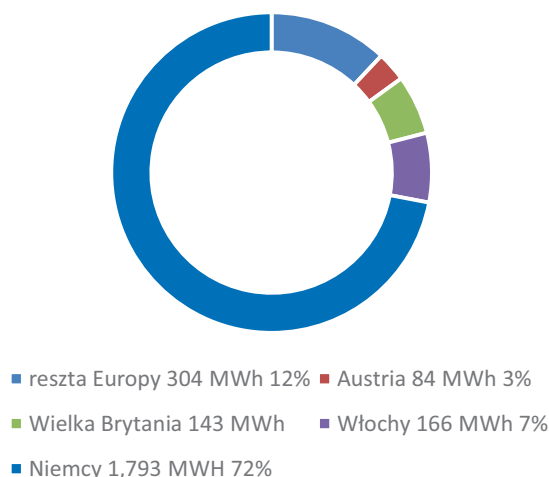
będzie nadal rósł dzięki restrukturyzacji taryf sieciowych, korzystne środki rządowe dla energii słonecznej i magazynowania energii zapewnią stałą ekspansję rynku również w Austrii i Szwajcarii. Wraz ze spadkiem kosztów technologii magazynów energii i wspierających krajowych inicjatyw politycznych, wielu prywatnych prosumentów na innych wschodzących rynkach europejskich, takich jak Hiszpania, Irlandia, Czechy i Szwecja, będzie bardziej zainteresowanych systemami fotowoltaicznymi i baterijnymi.

Kluczowe firmy magazynów energii w Europie to:

- Toshiba corp,
- BYD Company LTD,
- Contemporary amperex technology co. Ltd.,
- Panasonic corporation,
- Lg chem Ltd.

Przewidywany dalszy rozwój rynku magazynów energii w poszczególnych krajach Europejskich prezentuje rysunek 4.

Przewidywany dalszy rozwój rynku magazynów energii



Rys. 4. Przewidywany dalszy rozwój rynku magazynów energii (European Market 2025)

Fig. 4. Expected further development of the energy storage market

Cztery kraje z największym udziałem w rynku magazynów energii nadal utrzymają swój udział w rynku, moc zainstalowanych magazynów energii będzie stale rosła.

W pierwszej połowie 2024 r. (spadek o 11,3%) zainstalowano w Europie ponad 4,5 GWH przydomowych magazynów energii. Nowe systemy magazynów tego typu w Niemczech mają spaść, nawet o 18,5% osiągają 4,5 GWH. Spadek występuje również we Włoszech. Wiąże się to z kończącym się programem dofinansowań. Jednakowo w sektorze magazynów wielkoskalowych. W pierwszym półroczu zainstalowano 3,5 GWH we Włoszech (wzrost

o 70%). Prognozuje się, że całkowite instalacje magazynów wielkoskalowych w Europie mogą osiągnąć do 10 GWh 2024 r. (wzrost o 51,5% w porównaniu do poprzedniego roku). Niewykorzystany potencjał rynkowy dla magazynów energii jest ogromny, biorąc pod uwagę, iż 90% budynków w Europie nie posiada systemów solarnych.

3. Rynek domowych magazynów w Polsce

Zagraniczne podmioty analityczne prognozują, że to Polska jest kandydatem do objęcia jednego z kluczowych miejsc w rankingu rozwijających się rynków magazynów energii. Wynika to przede wszystkim z ogromnego sukcesu fotowoltaiki na polskim rynku. Analitycy zakładają, że przy odpowiednim wsparciu Polska może znajdować się wśród pięciu największych rynków magazynowania energii.

Analitycy z Solar Power Europe przewidują, że do 2026 r. w Polsce mają zostać zainstalowane magazyny energii o łącznej pojemności ok. 587 MWh co daje 8% udziału rynku. Na początku 2023 r. funkcjonowało około 7 tys. Przydomowych magazynów energii o łącznej mocy 27,5 MW i pojemności 55 MWh.

Dofinansowania do magazynów energii w ramach 5. edycji programu „Mój Prąd” wynosi 16 tys. zł.

W projekcie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. zwrócono uwagę, że magazyny energii są szczególnie potrzebne do dalszego rozwoju segmentu prosumenckich instalacji OZE. W projekcie napisano, iż tak jak w przypadku wielkoskalowych źródeł OZE, tak i dla mikroinstalacji, wąskim gardłem wpływającym na tempo ich rozwoju są sieci elektroenergetyczne – kolejno przesyłowe i dystrybucyjne. Dlatego dalszy rozwój tego segmentu rynku jest ściśle powiązany z inwestycjami w sieci oraz zwiększeniem możliwości magazynowania energii. Sprzężenie magazynów z instalacjami wytwórczymi pozwala na to, by możliwe było przyłączanie większej liczby prosumentów, ale bez istotnego negatywnego wpływu na zarządzanie pracą sieci – zarówno w okresach dużej produkcji energii z OZE, jak i w okresach niskiej generacji. Nadal ma być wspierany rozwój energetyki prosumenckiej poprzez rozwijanie programów dofinansowujących mikroinstalacje fotowoltaiczne, ale wraz z magazynami energii.

Kolejne punkty projektu zakładają, iż pożądanym kierunkiem zmian w rozwoju energetyki prosumenckiej jest uczynienie z prosumentów świadomych uczestników rynku, co jest warunkiem dalszego dynamicznego rozwoju energetyki prosumenckiej. Z wykorzystaniem magazynów energii będą oni odpowiednio zarządzać swoim popytem (DSR), aby w jak największym stopniu konsumować energię z własnej instalacji – co w efekcie będzie odciążało sieci dystrybucyjne.

Według analiz Ministerstwa Energii i Klimatu w okresie 2026–2030 nakłady na inwestycje w magazyny energii mają wynieść 14,6 mld zł, później jednak mają być niższe – w latach 2031–2035 osiągną wartość 6,6 mld zł. Następnie w latach 2036–2040 wartość nakładów inwestycyjnych w tym segmencie ma sięgać 25,7 mld zł (Pająk 2024).

Podsumowanie

W celu osiągnięcia celi polityki klimatycznej Unii Europejskiej w związku z zwiększeniem udziału magazynów energii niezbędne jest ustanowienie sprzyjających ram dla prosumentów i konsumpcji własnej w państwach członkowskich zgodnie prawodawstwem UE. W szczególności dotyczy to artykułów związanych z magazynowaniem energii i prosumentami, w celu usunięcia zakłóceń na rynku i stworzenia równych szans dla rozwoju rynku baterii. Konieczne jest również opracowanie przyszłościowego rozporządzenie Parlamentu Europejskiego w sprawie baterii. Rozporządzenie to powinno wspierać konkurencyjność strategicznych sektorów przemysłu bez nakładania nadmiernych obciążeń na producentów i zachęcając do inwestycji. Kluczowe znaczenie ma wdrożenie terminowych i odpowiednich ram dla wymogów obejmujących zasadnicze kwestie, takie jak ślad węglowy, zawartość materiałów pochodzących z recyklingu, wydajność i trwałość. Ponadto sieci energetyczne, w szczególności na poziomie dystrybucji, muszą zostać wzmocnione i zmodernizowane, w celu uwzględnienia rozproszonej energii słonecznej i magazynowania oraz lepszego wykorzystania ich potencjału elastyczności. Niezbędne jest również, aby operatorzy systemów rozważyli alternatywy dla wzmocnień sieci, takie jak rozproszone rozwiązania w zakresie elastyczności.

Literatura

- BVES 2025 – BVES Branchenanalyse 2022. Entwicklung und Perspektivender – Energiespeicherbranche in Deutschland. [Online] <https://www.bves.de/wp-content/uploads/2023/07/BVES-Branchenanalyse-2022.pdf> [Dostęp: 15.02.2025].
- European Market 2025 – European Market Outlook for-Residential-Battery-Storage-2021-2025. Solar Power Europ. [Online] <https://www.qualenergia.it/wp-content/uploads/2021/11/European-Market-Outlook-for-Residential-Battery-Storage-2021-2025.pdf> [Dostęp: 15.02.2025].
- Five Countries 2025 – Five Countries Driving Growth in the European Storage System Market. Market Trends – December 2021. [Online] <https://www.ees-europe.com/market-trends/five-countries-driving-growth-in-the-european-storage-system-market> [Dostęp: 15.02.2025].
- New storage technologies 2025 – New storage technologies for energy on demand. [Online] <https://www.raconteur.net/powering-the-future-2015/new-storage-technologies-for-energy-on-demand> [Dostęp: 15.02.2025].
- Pająk, P. 2024 – Magazyny energii w Polsce. Takie są najnowsze prognozy rządu. [Online] <https://www.gramwzieslone.pl/magazynowanie-energii/20284705/magazyny-energii-w-polsce-takie-sa-najnowsze-prognozy-rzadu> [Dostęp: 15.02.2025].
- The energy storage 2025 – The energy storage market is blowing up in the United States. [Online] <https://www.solarpowerworldonline.com/2021/01/the-energy-storage-market-is-blowing-up-in-the-united-states/> [Dostęp: 15.02.2025].

Porównanie rynku i technologii magazynowania energii w krajach europejskich

Słowa kluczowe: magazyny energii, fotowoltaika, elektrownie słoneczne, baterie

Streszczenie: Ze względu na wzrost miks energetyczny związany z montażem coraz większej liczby elektrowni wiatrowych, wodnych i słonecznych magazynowanie energii elektrycznej staje się ważnym elementem infrastruktury elektroenergetycznej. Według wielu źródeł globalna pojemność magazynowania energii w domu osiągnie 70 GWh do 2025 roku a w 2030 r. 325 GW.

Niniejszy rozdział ma na celu zebranie i podsumowanie, w jakim tempie rozwija się rynek magazynów energii w Europie i jakie są przewidywane trendy tego rozwoju. Na podstawie analiz wynika, iż Niemcy zajmują wiodącą rolę na rynku magazynowania energii w Europie. Na podstawie przykładu rynku niemieckiego można modelować rozwój rynku w innych krajach europejskich. Według analiz Polska ma duży potencjał do rozwoju rynku magazynowania energii i dostosowania miks energetycznego do wymagań Unii Europejskiej do 2050 roku.

Comparison of energy storage market and technologies in European countries

Keywords: energy storage, photovoltaics, solar power plants, batteries

Abstract: Due to the increase in the energy mix associated with the installation of more and more wind, hydroelectric and solar power plants, electricity storage is becoming important element of electricity infrastructure. According to reports by the International Renewable Energy Agency, the world's energy storage capacity will grow from the current one hundred gigawatts to more than 325 GW in 2030. Pumped storage plants account for the largest share of electricity storage capacity.

This chapter aims to collect and summarize at what pace the energy storage market is developing in Europe and what are the predicted trends of this development. Based on the analysis, Germany has a leading role in the energy storage market in Europe. Based on the example of the German market, the development of the market in other European countries can be modeled. According to the analysis, Poland has a great potential for the development of the energy storage market and adaptation of the energy mix to the requirements of the European Union by 2050.

Waldemar DOŁĘGA¹

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – zagrożenia i wyzwania

Wprowadzenie

Sieć dystrybucyjna jest odpowiedzialna za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej. Z racji swojego usytuowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i funkcji, jaką w nim pełni, odgrywa kluczową rolę w zasilaniu odbiorców. Stanowi ważne ogniwo systemu elektroenergetycznego i decyduje w znacznej mierze o jakości, niezawodności i pewności dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych (Dołęga 2020). W KSE odpowiedzialna jest za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej. Ta funkcja sprawia, że sieć dystrybucyjna obejmuje linie i stacje WN i SN o napięciach znamionowych równych lub mniejszych od 110 kV oraz linie niskiego napięcia.

Sieć dystrybucyjna jest traktowana wycinkowo w skali systemu. Nadzór nad siecią dystrybucyjną pełnią przedsiębiorstwa energetyczne – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). Są to przedsiębiorstwa o strukturze akcjonariatu należącego zarówno do inwestorów prywatnych, jak i Skarbu Państwa. W kraju najważniejszymi i największymi spółkami dystrybucyjnymi są obecnie: PGE Dystrybucja SA, TAURON Dystrybucja SA, ENERGA-Operator SA, ENEA Operator Sp. z o.o. oraz Stoen Operator Sp. z o.o. (SPURE 2022). Obszary ich działania przedstawiono na rysunku 1, a charakterystykę w tabeli 1.

Krajowa sieć dystrybucyjna to 4376 km linii i 1597 stacji elektroenergetycznych 110 kV, 321 089 km linii i 271 571 stacji elektroenergetycznych SN oraz 504 492 km linii niskiego napięcia (ARE 2022). W stacjach WN użytkowanych jest 2915 transformatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN jest użytkowanych 268 695 transformatorów SN/nn i 1251 transformatorów SN/SN (ARE 2022).

¹ Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska, Wrocław;
ORCID iD: 0000-0003-2878-1358; email: waldemar.dolega@pwr.edu.pl



Rys. 1. Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (SMBDEE 2021)

Fig. 1. Areas of operation of Distribution System Operators

Właściwe funkcjonowanie krajowej sieci dystrybucyjnej ma istotne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Sieć ta funkcjonuje w dynamicznie zmieniających się uwarunkowaniach prawnych, technicznych, ekonomicznych i społecznych.

Celem rozdziału jest zwrócenie uwagi na aktualny stan oraz zagrożenia i wyzwania stojące przed krajową siecią dystrybucyjną w aspekcie jej efektywnej transformacji.

1. Obecne uwarunkowania funkcjonowania krajowej sieci dystrybucyjnej

Krajowa sieć dystrybucyjna jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań dystrybucji w stanach normalnych, ale lokalnie stwarza duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

Ekstremalne warunki pogodowe często prowadzą do powstania nawałnic, których siła była wielokrotnie bardzo duża i doprowadziła do zniszczenia lub uszkodzenia wielu linii elektroenergetycznych (110 kV, SN, nn), a skala koniecznych napraw była ogromna i często porównywalna z koniecznością odtworzenia nowej infrastruktury sieciowej.

TABELA 1. Charakterystyka największych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych na dzień 1.01.2022 (PTPIRE 2022)

TABLE 1. Profile of largest national distribution system operators for day – 1.01.2022

	Obszar działalności [tys. km ²]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii w przeliczeniu na jeden tor [km]	Liczba stacji [szt.]
PGE Dystrybucja SA	129,83	5 559,1	WN – 10 362 (1,1%)* SN – 115 049 (22,4%)* nn – 171 597 (29,4%)*	WN – 464 SN – 95 522
TAURON Dystrybucja SA	57,07	5 768,2	WN – 11 121 (1,8%)* SN – 66 031 (39,7%)* nn – 116 865 (36,8%)*	WN – 495 SN – 61 593
ENEA Operator Sp. z o.o	58,17	2 698,4	WN – 5 481 (1,3%)* SN – 46 618 (29,0%)* nn – 55 988 (51,8%)*	WN – 249 SN – 38 689
ENERGA-Operator SA	75,00	3 238,0	WN – 6 590 (1,0%)* SN – 69 870 (28,1%)* nn – 92 179 (38,9%)*	WN – 302 SN – 62 324
Stoen Operator Sp. z o.o.	0,51	1 094,4	WN – 518 (32,6%)* SN – 8 067 (96,6%)* nn – 7 398 (82,2%)*	WN – 41 SN – 6 880

* Udział linii kablowych.

Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w obszarze dystrybucji wynikają bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek występowania wspomnianych już ekstremalnych zjawisk pogodowych o dużym nasileniu oraz ograniczonej przepustowości sieci 110 kV. W tabeli 2 przedstawiono strukturę wiekową krajowej sieci dystrybucyjnej. Wiek ponad 40 lat posiada: 33% stacji elektroenergetycznych, 39% linii napowietrznych, 16% linii kablowych, 18% transformatorów. Linie elektroenergetyczne zaprojektowano z uwzględnieniem innych warunków (np. niższych przepływów, jednokierunkowego, a nie dwukierunkowego przepływu mocy) niż te, które występują obecnie.

TABELA 2. Struktura wiekowa krajowej sieci dystrybucyjnej (ARE 2022)

TABLE 2. Age structure of national distribution grid

	Sieć dystrybucyjna		
	do 20 lat	20–40 lat	ponad 40 lat
Linie napowietrzne	21%	40%	39%
Linie kablowe	53%	31%	16%
Stacje elektroenergetyczne	33%	34%	33%
Transformatory	49%	33%	18%

Największy stopień wyeksploatowania mają stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i linie napowietrzne SN i nn na obszarach wiejskich (Dołęga 2020). Wymagają one modernizacji w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niezawodność i pewność jej dostawy.

Ograniczona przepustowość termiczna sieci 110 kV prowadzi m.in. do przeciążeń, które wpływają negatywnie na pracę sieci przesyłowej oraz powodują ograniczone możliwości dostarczenia energii do dużych aglomeracji miejskich. Taka sytuacja wynika z faktu, że krajowa sieć dystrybucyjna 110 kV na wielu obszarach ma status sieci funkcjonalnie przesyłowej, w której występuje zależność przepływów energii od programów pracy źródeł wytwórczych (Dołęga 2013). W odniesieniu do sieci 110 kV występuje ponadto stosunkowo niski poziom inwestycji realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych, co przedkłada się na stosunkowo małą dynamikę przyrostu długości tych linii.

Przy ocenie stanu sieci dystrybucyjnej bardzo pomocne są takie mierniki jak: stopień wykorzystania obciążalności prądowej dopuszczalnej, długości obwodów niskiego napięcia, długości ciągów średniego napięcia, przekroje zainstalowanych przewodów i kabli, poziom napięć na końcach obwodów niskiego napięcia i wartości wskaźników czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok (SMBDEE 2021). Rodzaje przerw w dostarczaniu energii zostały określone w rozporządzeniu (RMG 2007). Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej dzieli się na: planowe i nieplanowe (awaryjne). Te pierwsze wynikają z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej, a te drugie spowodowane są wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej (Dołęga 2020). W zależności od czasu trwania wyróżnia się przerwy: przemijające (trwające nie dłużej niż 1 sekundę), krótkie (trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty), długie (trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin), bardzo długie (trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny) i katastrofalne (trwające dłużej niż 24 godziny) (RMG 2007). Operatorzy systemów dystrybucyjnych podają wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone oddzielnie dla przerw planowych, nieplanowych i nieplanowych (z przerwami katastrofalnymi). Należą do nich m.in.: wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI, ang. *System Average Interruption Duration Index*) oraz wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI, ang. *System Average Interruption Frequency Index*) (Dołęga 2020).

Przykładowe wartości przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców SAIDI i SAIFI w latach 2016–2020 przedstawiono w tabeli 3.

Wartość wskaźników SAIDI dla przerw planowych ulega sukcesywnie poprawie. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do wskaźników SAIDI dla przerw nieplanowych i SAIDI dla przerw nieplanowych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych. Wyjątkiem są niektóre lata (np. 2017), w których zanotowano wzrost tych wskaźników. Miało to związek z nasileniem w tych latach ekstremalnych warunków pogodowych na obszarach działania OSD. Zdecydowanie najmniejsze wartości wskaźnika SAIDI występują dla Stoen Operator Sp. z o.o. Poziom ten w 2020 r. wynosił odpowiednio 7,20 min/odb. dla przerw planowych, 37,38 i 38,24 min/odb. dla przerw nieplanowych i nieplanowych z przerwami katastrofalnymi. Dla pozostałych operatorów były to wartości znacznie większe.

TABELA 3. Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców SAIDI i SAIFI w latach 2016–2020 (Dołęga 2020; ARE 2022)

TABLE 3. Indicators of average grid interruptions in supplying recipients SAIDI and SAIFI in the years 2016–2020

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Rok	PGE Dystrybucja SA	TAURON Dystrybucja SA	ENEA Operator Sp. z o.o.	ENERGA Operator SA	innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	2016	252,05	137,68	184,31	166,10	58,30
			2017	385,89	219,67	403,76	209,40	64,86
			2018	204,49	106,95	145,15	103,50	54,94
			2019	196,65	138,68	123,64	96,94	41,71
			2020	200,41	98,02	106,26	92,9	37,38
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		2016	281,90	137,94	185,98	177,00	61,40
			2017	461,70	238,41	671,06	298,00	69,81
			2018	211,81	107,18	152,68	107,20	56,19
			2019	202,26	140,49	124,65	98,24	43,79
			2020	210,71	98,42	106,01	90,6	38,24
	SAIDI planowe		2016	119,41	59,38	103,32	50,80	12,55
			2017	95,05	48,40	55,26	55,40	9,05
			2018	87,40	45,35	47,40	43,80	11,44
			2019	58,25	40,37	24,01	28,70	8,72
			2020	39,82	26,60	16,09	20,80	7,20
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	2016	3,86	2,55	3,53	2,49	0,88
			2017	4,97	3,29	4,15	2,67	0,95
			2018	3,45	2,25	2,95	1,87	0,94
			2019	3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
			2020	3,43	2,00	2,44	1,71	0,59
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		2016	3,88	2,55	3,54	2,50	0,89
			2017	5,00	3,30	4,23	2,69	0,96
			2018	3,45	2,25	2,96	1,87	0,94
			2019	3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
			2020	3,44	2,00	2,44	1,71	0,59
	SAIFI planowe		2016	0,61	0,40	0,59	0,33	0,13
			2017	0,48	0,31	0,35	0,33	0,11
			2018	0,47	0,33	0,27	0,28	0,15
			2019	0,31	0,28	0,16	0,19	0,19
			2020	0,23	0,19	0,11	0,14	0,12

Wartość wskaźników SAIFI dla przerw planowych, podobnie jak analogicznych wskaźników SAIDI, ulega sukcesywnie poprawie. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do wskaźników SAIFI dla przerw nieplanowych i SAIFI dla przerw nieplanowych z uwzględ-

nieniem przerw katastrofalnych. Wyjątkiem są niektóre lata (np. 2017), w których zanotowano wzrost tych wskaźników. Miało to związek z nasileniem w tych latach ekstremalnych warunków pogodowych na obszarach działania OSD. Zdecydowanie najmniejsze wartości wskaźnika SAIFI występują dla Stoen Operator Sp. z o.o. Poziom ten w 2020 r. wynosił odpowiednio 0,12 szt./odb. dla przerw planowanych, 0,59 i 0,59 szt./odb. dla przerw nieplanowanych i nieplanowych z przerwami katastrofalnymi. Dla pozostałych operatorów były to wartości znacznie większe.

2. Transformacja energetyczna w obszarze dystrybucji energii elektrycznej

Transformacje energetyczna oznacza proces modyfikacji gospodarki krajowej na bardziej zrównoważony, czyli mniej zależny od paliw kopalnych i bardziej efektywny energetycznie. W perspektywie długoterminowej wiąże się to z przejściem do gospodarki zeroemisyjnej i ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych.

Zagadnienie transformacji energetycznej należy obecnie do najważniejszych wyzwań stojących przed Polską. W procesie tym jedną z istotnych ról będzie odgrywała sieć elektroenergetyczna zarówno przesyłowa, jak i dystrybucyjna, która również musi zostać poddana procesowi efektywnej transformacji polegającej na jej rozbudowie, przebudowie, modernizacji oraz intensyfikacji jej wykorzystania.

W obszarze sieci dystrybucyjnej obserwuje się dynamiczne zmiany na rynku energii, dotyczące bezpośrednio działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, co można uznać już za początkową fazę transformacji. Intensywnie wzrasta liczba i moc zainstalowana instalacji Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), w tym instalacji prosumenckich, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Następuje znaczny rozwój elektromobilności i instalowane są punkty ładowania pojazdów elektrycznych. Następuje przyłączanie pierwszych magazynów energii. Trwa proces instalowania na masową skalę liczników zdalnego odczytu. Realizowane są intensywne działania mające na celu uniknięcie lub ograniczenie skali awarii sieciowych, szczególnie w przypadku wystąpienia ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu (Dołęga 2020). Jest realizowany proces kablowania sieci, zwłaszcza w odniesieniu do sieci SN. Zwiększa się poziom automatyzacji sieci dystrybucyjnej i coraz częściej wykorzystuje się systemy sterowania i nadzoru (dyspozytorskie). Stosuje się rozwiązania mające na celu zapewnienie: łączności, cyberbezpieczeństwa i niezakłóconej obsługi stale rosnącej liczby odbiorców końcowych. W sieciach dystrybucyjnych jest realizowana współpraca ze znaczną liczbą podmiotów. To tylko niektóre ze zjawisk i procesów, z którymi mamy do czynienia obecnie. W powiązaniu z prognozami dotyczącymi wzrostu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną oraz koniecznością poprawy jakości, niezawodności i bezpieczeństwa dostawy energii do odbiorców końcowych wymaga to realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych wielu inwestycji sieciowych w obszarze sieci dystrybucyjnej związanych z rozbudową, przebudową i gruntowną modernizacją obecnej infrastruktury dystrybucyjnej. Przy czym w pierwszej kolejności powinny one obejmować: stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich (Dołęga 2023).

Krajowa sieć dystrybucyjna musi sprostać dodatkowo wyzwaniom stawianym przez zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej i podjąć nowe działania, które polegają m.in. na konfigurowaniu dwukierunkowej pracy sieci, zapewnieniu wysokiej elastyczności systemu, czy umożliwianiu lokalnego bilansowania (KETSDPE 2022).

Efektywna transformacja sieci dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści dla gospodarki, nadaje bowiem energetyce wymiar lokalny i umożliwi docelowo świadczenie profesjonalnych, nowoczesnych, innowacyjnych usług dla końcowych odbiorców energii (KETSDPE 2022).

Podstawą transformacji jest wieloletni i wielokierunkowy proces inwestycji rzeczowych w obszarze sieci dystrybucyjnych, którego zakres i dynamika są ściśle powiązane z ilością środków finansowych, którymi dysponować będą operatorzy systemów dystrybucyjnych.

Transformacja sieci dystrybucyjnych powinna być realizowana w sposób zaplanowany, tak aby jej koszty były społecznie akceptowalne (KETSDPE 2022).

3. Wyzwania dotyczące krajowej sieci dystrybucyjnej

Wyzwania mają związek z efektywną transformacją sieci elektroenergetycznych i wiążą się bezpośrednio z koniecznością rozbudowy i modernizacji infrastruktury sieciowej oraz intensyfikacją jej wykorzystania.

Rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnej wynika z: prognoz dotyczących wzrostu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, konieczności poprawy jakości i niezawodności dostawy energii do odbiorców końcowych, intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii (instalacje prosumenckie) oraz rozwoju elektromobilności (stacje ładowania).

Obecnie najważniejsze i największe wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnego stanowią inwestycje sieciowe w obszarze sieci dystrybucyjnej związane z rozbudową i gruntowną modernizacją obecnej infrastruktury dystrybucyjnej.

Modernizacja sieci dystrybucyjnej powinna być realizowana w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niezawodność i pewność jej dostawy. W pierwszej kolejności powinna obejmować: stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich.

Szczególnie ważne jest podjęcie przez OSD działań inwestycyjnych i eksploatacyjnych, które pozwolą na uniknięcie lub ograniczenie skali awarii sieciowych w przypadku wystąpienia ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu. Obejmują one: wymianę przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci niskiego napięcia; automatyzację sieci SN; stosowanie systemów sterowania i nadzoru (dyspozytorskich); zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN oraz wspomniane modernizacje stacji elektroenergetycznych SN/nn (Dołęga 2020).

Jednym z głównych celów modernizacji infrastruktury sieciowej powinna być również poprawa wskaźników niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej dotycząca czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI). Ważnym elementem w tym obszarze jest modernizacja długich ciągów napowietrznych linii SN z wykorzystaniem najnowszych rozwiązań technicznych i technologicznych (w miejscach wrażliwych na awarie).

Modernizacja wiąże się z przebudową linii napowietrznych na linie kablowe lub wyprowadzeniem linii napowietrznych z terenów leśnych.

Zwiększenie udziału linii kablowych, który obecnie w przypadku linii SN wynosi 30%, wpływa na zmniejszenie awaryjności sieci elektroenergetycznych SN, prowadzi do poprawy bezpieczeństwa dostaw i niezawodności zasilania oraz wpływa na wspomnianą wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI.

4. Działania inwestycyjne OSD

Operatorzy systemów dystrybucyjnych mają świadomość wyzwań w obszarze transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej, przed którymi stoją, dlatego podpisali w dniu 07.11.2022 r. Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KETSDPE 2022), która ma na celu skuteczne przeprowadzenie realnej i efektywnej transformacji energetycznej sektora dystrybucji. Aby było to możliwe przeprowadzono diagnozę kluczowych potrzeb rozwojowych i inwestycyjnych OSD do 2030 r., zidentyfikowano narzędzia (scenariusze inwestycyjne), określono sposoby i źródła finansowania (taryfa, środki pomocowe), dokonano ocenę wpływu realizacji programu inwestycyjnego na otoczenie (wpływ na taryfę i beneficjentów), zaproponowano zmianę i dostosowanie modelu regulacyjnego OSD umożliwiające wsparcie aktywności inwestycyjnej OSD oraz przedstawiono wymagane zmiany legislacyjne ułatwiające inwestycje sieciowe i pozyskiwanie na nie środków pomocowych.

W ramach tej karty określono priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych. Obejmują one działania dotyczące: elektryfikacji; elektromobilności; wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii; wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych; odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii; cyfryzacji i automatyzacji; liczników zdalnego odczytu (*smart metering*, AMI) oraz pozostałych projektów wspierających działalność (KETSDPE 2022; KETSDPEZ2 2021; KCUiETE 2021).

Elektryfikacja ma związek zarówno z przyłączaniem do sieci nowych odbiorców, jak i wzrostem zapotrzebowania na moc przyłączeniową u odbiorców istniejących. Elektromobilność obejmuje przyłączanie do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych i innych środków transportu oraz infrastruktury kolejowej i tramwajowej. Wsparcie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii dotyczy przyłączania do sieci zarówno OZE, jak i magazynów energii oraz tworzenia potencjału dla takiego przyłączania. Wzrost odporności sieci na działanie ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych wiąże się z realizacją inwestycji zwiększających bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii elektrycznej. Odtworzenie i modernizacja infrastruktury sieciowej z uwzględnieniem zmiany technologii wiąże się z realizacją inwestycji wynikających ze stanu wyeksploatowania istniejącej infrastruktury sieciowej. Cyfryzacja i automatyzacja obejmuje aktywne zarządzanie systemem dystrybucyjnym. W obszarze sieciowym wiąże się to z automatyzacją sieci i tworzeniem sieci inteligentnych, natomiast w obszarze łączności i informatyki dotyczy bezpieczeństwa cybernetycznego, systemów łączności krytycznej i rozwoju innych systemów informatycznych niezbędnych dla

właściwego funkcjonowania OSD. Działania dotyczące liczników zdalnego odczytu wiążą się z zabudową liczników zdalnego odczytu, zarówno u odbiorców, jak i w stacjach elektroenergetycznych należących do operatorów systemów. Pozostałe projekty wspierające działalność OSD obejmują infrastrukturę wspierającą realizację procesów biznesowych operatorów systemów dystrybucyjnych i dotyczą m.in.: budynków i budowli, transportu, narzędzi i sprzętu specjalistycznego, diagnostyki sieci.

Realizacja wymienionych działań przez operatorów systemów dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści. W przypadku rozwoju sieci niezbędnego dla przyłączania nowych odbiorców, OZE, magazynów energii elektrycznej czy elektromobilności korzyści wynikają m.in. z: rozbudowy sieci elektroenergetycznej na potrzeby przyłączania, co tworzy potencjał dla rozwoju gospodarczego i bytowo-komunalnego, lokalnych rynków pracy itd.; przejścia na gospodarkę niskoemisyjną; rozwoju transportu elektrycznego; ograniczenia emisji gazów cieplarnianych; tworzenia nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla odnawialnych źródeł energii. W przypadku zmiany struktury sieci elektroenergetycznej z napowietrznej na kablową korzyści obejmują m.in.: znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej; zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej; poprawę parametrów jakości energii elektrycznej oraz poprawę komfortu życia i efektywności prowadzenia działalności gospodarczej. W przypadku cyfryzacji i automatyzacji korzyści obejmują: znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej; poprawę parametrów i wskaźników jakości energii elektrycznej; zwiększenie efektywności zarządzania siecią elektroenergetyczną; poprawę elastyczności pracy sieci; umożliwienie aktywnego udziału odbiorców w rynku energii. W przypadku liczników zdalnego odczytu korzyści obejmują: zwiększenie możliwości dostępu do informacji pomiarowych; zwiększenie efektywności zarządzania siecią; stworzenie możliwości oferowania nowych usług na rynku energii; ograniczenie nielegalnego poboru energii elektrycznej; zwiększenie świadomości odbiorców w zakresie zarządzania energią elektryczną oraz umożliwienie aktywnego udziału klientów w rynku energii.

Każdy z operatorów systemów dystrybucyjnych ma zróżnicowaną grupę projektów inwestycyjnych, które uznaje za kluczowe i realizuje je w pierwszej kolejności, przeznaczając na nie możliwie najwięcej środków finansowych. W przypadku operatora – PGE Dystrybucja, kluczowe projekty inwestycyjne obejmują: program kablowania sieci SN; program instalacji liczników zdalnego odczytu; program LTE450; projekt budowy Centralnej Dyspozycji Mocy – PGE Dystrybucja; System Technicznego Zarządzania Majątkiem Sieciowym oraz przygotowanie systemów IT do nowego modelu wymiany informacji na rynku energii (CSIRE) (Prezentacja 2023).

Program kablowania sieci SN polega na przebudowie sieci elektroenergetycznych z napowietrznych na kablowe. Dzięki jego realizacji następuje poprawa struktury infrastruktury sieciowej SN należącej do operatora. Przyczynia się to m.in. do zmniejszenia awaryjności tych sieci, poprawy wskaźników SAIDI i SAIFI, poprawy bezpieczeństwa dostaw i niezawodności zasilania. Program LTE450 dotyczy budowy sieci łączności specjalnej na potrzeby świadczenia różnych usług np. łączności krytycznej, sterowania infrastrukturą elektroenergetyczną, zdalnego odczytu. Centralna Dyspozycja Mocy – PGE Dystrybucja jest dedykowana do zarządzania liniami 110 kV należącymi do operatora.

Dzięki jej powstaniu nastąpi znaczna poprawa efektywności zarządzania tymi liniami, co przyczyni się m.in. do poprawy bezpieczeństwa dostaw i niezawodności zasilania. System Technicznego Zarządzania Majątkiem Sieciowym obejmuje system informatyczny, który wspomaga realizację kluczowych dla operatora procesów związanych z ewidencją, utrzymaniem i rozwojem zarządzanej infrastruktury sieciowej. Dzięki jego powstaniu nastąpi znaczna poprawa efektywności zarządzania i eksploatacji sieci elektroenergetycznych należących do operatora, co, podobnie jak poprzednie wspomniane działania inwestycyjne, przyczyni się m.in. do poprawy bezpieczeństwa dostaw i niezawodności zasilania. Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE) ma być systemem, w którym gromadzone będą w ujednoliconym modelu wszystkie techniczne i handlowe informacje niezbędne do obsługi detalicznego rynku energii elektrycznej. Dzięki jego powstaniu nastąpi m.in. dynamiczny rozwój rynku energii elektrycznej w kraju i znaczna poprawa wykorzystania zasobów KSE.

5. Zagrożenia dla transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej wymaga, jak wspomniano, realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych wielu inwestycji w obszarze sieci dystrybucyjnej. Szacuje się, że wymagają one poniesienia nakładów inwestycyjnych na poziomie ok. 130 mld zł do 2030 r. (KCUiETE 2021). Takie środki pozwolą na rozwój sieci dystrybucyjnej niezbędny dla przyłączania OZE, magazynów energii oraz elektromobilności, który umożliwi zwiększenie mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii (łącznie z udziałem prosumentów) do poziomu ok. 50 GW (KCUiETE 2021). Ponadto środki te pozwolą na cyfryzację i automatyzację sieci dystrybucyjnej i usług realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych co pozwoli na zwiększenie elastyczności sieci, wsparcie transformacji rynku energii, w tym zwiększenia aktywności uczestników rynku oraz rozwoju nowych produktów i usług. Dodatkowo środki te pozwolą na zainstalowanie liczników zdalnego odczytu (*smart metering*): rozliczeniowych u wszystkich końcowych odbiorców energii elektrycznej i bilansujących we wszystkich stacjach SN/nn. Ponadto środki te pozwolą na realizację strategicznych inwestycji przyłączeniowych oraz przyłączeń o ponad 2 mln nowych odbiorców (KCUiETE 2021).

Wymieniona kwota środków finansowych jest bardzo duża i przekracza znacznie możliwości finansowe OSD wynikające z modelu regulacyjnego (taryfa) i planowanych dostępnych środków pomocowych. Obecne środki pozwalają jedynie na częściowe sfinansowanie koniecznych inwestycji, brakuje bowiem ok. 38 mld zł (KCUiETE 2021). Dlatego konieczna jest zmiana obecnego modelu regulacyjnego wraz z jednoczesnym zwiększeniem poziomu środków pomocowych.

Brak środków finansowych na realizację niezbędnych inwestycji stanowi podstawowe zagrożenie dla transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej.

Wnioski

Krajowa sieć dystrybucyjna jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak potencjalnie duże zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które wynika bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek anomalii pogodowych. Ponadto istnieją silne lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem odbiorców w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

W przyszłości obecna infrastruktura sieciowa w obszarze dystrybucji będzie niewystarczająca w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i konieczna będzie rozbudowa i modernizacja krajowej sieci dystrybucyjnej.

Transformacja energetyczna stanowi obecnie jedno z najważniejszych wyzwań stojących przed gospodarką krajową. W procesie tym jedną z kluczowych ról będzie odgrywała krajowa sieć dystrybucyjna, w której obserwuje się dynamiczne zmiany techniczne i technologiczne.

Rozbudowa, przebudowa i modernizacja krajowej sieci dystrybucyjnej oraz intensyfikacja jej wykorzystania stanowi jeden z głównych warunków efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnej w kraju. Stanowi ponadto ogromne wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych zarówno w sferze inwestycyjnej, jak i finansowej, które wymaga znacznych nakładów finansowych, właściwego otoczenia regulacyjnego i harmonizacji kierunków wsparcia.

Obecnie priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych obejmują działania dotyczące: elektryfikacji; elektromobilności; wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii; wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych; odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii; cyfryzacji i automatyzacji; liczników zdalnego odczytu oraz pozostałych projektów wspierających działalność OSD.

Literatura

- ARE 2022 – ARE, Statystyka elektroenergetyki polskiej 2021. Warszawa, 2022.
- Dołęga, W. 2013 – *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej.
- Dołęga, W. 2019 – Wybrane aspekty krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 109, s. 45–64, DOI: 10.24425/zngsme.2019.130167.
- Dołęga, W. 2020 – Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych. *Przegląd Elektrotechniczny* 3, s. 21–24.
- Dołęga, W. 2023 – Krajowa sieć elektroenergetyczna – analiza stanu i zagrożeń funkcjonowania. *Rynek Energii* 3, s. 3–10.
- KCUiETE 2021 – Kluczowe cele, uwarunkowania i efekty transformacji energetycznej w sektorze dystrybucji energii elektrycznej. Broszura informacyjna. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 2022.
- KETSDPE 2022 – Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 2022.
- KETSDPEZ2 2021 – Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki. Załącznik 2. PTPiREE, Poznań, grudzień 2021.

Prezentacje 2023 – Prezentacje. Konferencja poświęcona inwestycjom w sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Senat RP, 10.01.2023.
PTPiREE 2022 – PTPiREE, Raport Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna. Poznań, maj 2022.
RMG 2007 – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623 z dnia 29.05.2007 z późn.zm.).
SMBDEE 2021 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2019 do dnia 31 grudnia 2020. Minister Klimatu i Środowiska, Warszawa, lipiec 2021.
SPURE 2022 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2021 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2022.

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – zagrożenia i wyzwania

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono problematykę dotyczącą efektywnej transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej. Ukazano charakterystykę krajowej sieci dystrybucyjnej. Omówiono obecne uwarunkowania funkcjonowania krajowej sieci dystrybucyjnej i proces jej transformacji energetycznej. Przedstawiono wyzwania dotyczące krajowej sieci dystrybucyjnej. Dotyczą one głównie sfery inwestycyjnej. Omówiono działania inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych w obszarze krajowej sieci dystrybucyjnej i korzyści z nich wynikające. Przedstawiono zagrożenia dla procesu transformacji w sieciach dystrybucyjnych. Przedstawiono wnioski dotyczące efektywnej transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej w kontekście koniecznych działań inwestycyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Słowa kluczowe: sieć dystrybucyjna, stan, zagrożenie, wyzwanie, funkcjonowanie, transformacja

Effective transition of national distribution grid – threats and challenges

Abstract: In this chapter, subject matter connected with effective transition of national distribution grid is shown. Profile of national distribution grid is performed. Present conditions connected with operation of national distribution grid and process of energy transition of distribution grid are discussed. Challenges connected with national distribution grid are performed. They concern mainly investment sphere. Investment actions of distribution system operators in area of national distribution grid and their benefits are discussed. Threats connected with national distribution grid are performed. Conclusions connected with effective transition of national distribution grid in context of necessary investment actions of distribution system operators are performed.

Keywords: distribution grid, state, threat, challenge, operation, transition

Spis recenzentów

Bartosz Ceran
Zbigniew Grudziński
Dominik Kryzia
Eugeniusz Mokrzycki
Piotr Olczak
Tadeusz Olkusi
Urszula Ozga-Blaschke

Aurelia Rybak
Katarzyna Stala-Szlugaj
Radosław Szczerbowski
Jarosław Szlugaj
Radosław Tarkowski
Barbara Tora

ISBN 978-83-67606-58-5