

ISSN 2080-0819



ZESZYTY NAUKOWE

Instytutu Gospodarki Surowcami
Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk

1(112)

*Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej.
Bezpieczeństwo energetyczne Polski i UE
w świetle obecnej sytuacji gospodarczej świata*

Kraków · 2024



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk

ZESZYTY NAUKOWE
Instytutu Gospodarki Surowcami
Mineralnymi i Energią PAN

1(112)

***Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej.
Bezpieczeństwo energetyczne Polski i UE
w świetle obecnej sytuacji gospodarczej świata***

**Redaktorzy tomu:
Katarzyna Stala-Szlugaj, Zbigniew Grudziński**

Kraków 2024
Wydawnictwo IGSMiE PAN

KOLEGIUM REDAKCYJNE

Redaktor naczelny: prof. dr hab. inż. Krzysztof GALOS
Zastępca redaktora naczelnego: dr hab. inż. Magdalena WDOWNIN, 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 (język polski)
Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz
Projekt okładki: Beata Stankiewicz

© Copyright by IGSMiE PAN

Printed in Poland

Kraków 2024

ISSN 2080-0819

ISBN 978-83-67606-33-2

eISBN 978-83-67606-34-9

WYDAWNICTWO IGSMiE PAN, KRAKÓW
Nakład 40 egz.; Ark. wyd. 19,3; Ark. druk. 27,0 (×8)
Druk i oprawa: TRADIVERS Magdalena Orska
ul. Wł. Reymonta 86, 32-065 Krzeszowice



© 2024. 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 artykuł jest prawidłowo cytowany.

Spis treści

Słowo wstępne	5
Waldemar DOŁĘGA	
Efektywna transformacja krajowej sieci elektroenergetycznej	9
Wojciech NAWORYTA	
Środowiskowe zagrożenia wynikające z wdrożenia ekologicznych rozwiązań w energetyce	21
Cezary POLSKI, Tomasz POLSKI, Jacek ROMAN, Robert WRÓBLEWSKI, Jarosław BARTOSZEWICZ, Bartosz CERAN	
Koncepcja poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej – wyniki analizy ekonomicznej	31
Katarzyna STALA-SZLUGAJ, Zbigniew GRUDZIŃSKI, Urszula OZGA-BLASCHKE	
Ceny energii elektrycznej: Polska vs UE.	41
Radosław SZCZERBOWSKI	
Stan obecny i przyszłość ciepłownictwa w Polsce	53
Andrzej P. SIKORA	
„Jeśli chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest, wszystko się musi zmienić”. Dekarbonizacja Unii Europejskiej a boom łupkowego NGL	63
Mateusz RYBARZ	
Transformacja energetyczna jako katalizator zmian strukturalnych w gospodarce	73
Mirosław SKIBSKI, Beata BARSZCZOWSKA	
Sektor górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2023 roku	83
Beata BARSZCZOWSKA	
Nowy system wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego – istota i wyzwania związane z monitoringiem i kontrolą systemu dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych.	93
Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK	
Pomoc publiczna dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w świetle regulacji prawnych	103
Anna KIELERZ	
Zatrudnienie firm usługowych w kopalniach węgla kamiennego w Polsce	115
Jarosław BEDNORZ	
35 lat reformowania górnictwa węgla kamiennego w Polsce	127

Jerzy PODSIADŁO

Próba restrukturyzacji Kompanii Węglowej SA w latach 2015–2016	143
--	-----

Zbigniew GRUDZIŃSKI

Międzynarodowy rynek węgla energetycznego – tendencje, prognozy	155
---	-----

Beata KĘPIŃSKA, Baldur PETURSSON

Wsparcie rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce – niektóre efekty współpracy polsko-islandzkiej w ramach Projektu „KeyGeothermal” dofinansowanego przez MF EOG	169
--	-----

Jacek ROMAN

Koncepcja wykorzystania magazynu gazu w celu poprawy współpracy pomiędzy OZE a układem zgazowarka–silnik gazowy	183
---	-----

Aneta KALBARCZYK, Aldona ZALEWSKA, Michał MARZANTOWICZ, Michał KALBARCZYK

Zalety oraz wyzwania stosowania akumulatorów z katodą LFP	193
---	-----

Natalia GENEROWICZ-CABA, Joanna KULCZYCKA, Agnieszka NOWACZEK, Leszek JURKOWSKI, Iakovos YAKOUMIS

Znaczenie recyklingu katalizatorów samochodowych w kontekście odzysku metali z grupy platynowców	205
--	-----

Spis Recenzentów	215
----------------------------	-----

Słowo wstępne

Bezpieczeństwo energetyczne dla każdej gospodarki światowej jest gwarantem dostaw energii. Jednym z istotnych elementów zapewnienia dostaw energii w każdym kraju jest sieć elektroenergetyczna. Problematykę dotyczącą efektywnej transformacji polskiej sieci elektroenergetycznej przedstawiono w rozdziale pierwszym. Scharakteryzowano w nim krajową sieć elektroenergetyczną (przesyłową i dystrybucyjną). Omówiono obecne uwarunkowania funkcjonowania tej sieci, jak również stojące przed nią wyzwania (głównie dotyczące sfery inwestycyjnej) oraz zaprezentowano wnioski dotyczące stanu obecnego i zagrożeń funkcjonowania krajowej sieci elektroenergetycznej, jak również wyzwań stojących przed operatorami systemów (więcej: Waldemar Dołęga *Efektywna transformacja krajowej sieci elektroenergetycznej*).

Rozdział drugi poświęcony jest przedstawieniu środowiskowych zagrożeń związanych z wdrożeniem ekologicznych rozwiązań w energetyce. Zaakcentowano ważniejsze niebezpieczeństwa wdrożenia na szeroką skalę rozwiązań technicznych, uznawanych w opinii społecznej za antidotum na obecne problemy środowiska, głównie dotyczące zmian klimatu. (więcej: Wojciech Naworyta *Środowiskowe zagrożenia wynikające z wdrożenia ekologicznych rozwiązań w energetyce*).

Ważnym zagadnieniem jest elastyczność bloku elektrowni parowej, której koncepcję poprawy przy wykorzystaniu układu z elektrycznym podgrzewaczem do ogrzewania wody zasilającej kocioł zaprezentowano w rozdziale trzecim. Ukazano w nim obniżenie wartości minimalnej mocy, jaką blok energetyczny może oddawać do systemu elektroenergetycznego, bez konieczności załączania palników olejowych oraz zaprezentowano wyniki analizy opłacalności stosowania powyższego rozwiązania. Przeanalizowano również wpływ zmian cen energii oraz uprawnień do emisji na opłacalność inwestycji (więcej: Cezary Polski i in. *Koncepcja poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej – wyniki analizy ekonomicznej*).

Wątek zmian cen energii elektrycznej podjęty jest również w rozdziale *Ceny energii elektrycznej: Polska vs UE* (autorstwa: Katarzyny Stali-Szlugaj i in.). Na cenę energii elektrycznej wpływa wiele czynników, wśród których istotną rolę odgrywa – poza ceną zużytego paliwa do jej wytworzenia – także cena uprawnień do emisji CO₂. Ceny uprawnień do emisji zmieniają się w granicach 80–90 EUR. Na tle Unii Europejskiej ceny energii elektrycznej w Polsce w 2022 roku można zaliczyć do jednych z najniższych. W przypadku Polski ceny średnie energii elektrycznej były 1,1–1,7-krotnie niższe od średniej Unijnej.

Obecny stan ciepłownictwa w Polsce, a także podstawowe regulacje prawne, które mają wpływ na konieczność zmian w ciepłownictwie, zaprezentowano w rozdziale piątym. Przedstawiono rozwiązania, które kraje europejskie wykorzystują w swoich systemach ciepłownictwa.

nicznych, jako przykład możliwych do implementacji w polskich systemach ciepłowniczych (więcej: Radosław Szczęrbowski *Stan obecny i przyszłość ciepłownictwa w Polsce*).

W kolejnym rozdziale omówione zostały szanse i wyzwania stojące przed rozwojem petrochemii opartej na krakerach parowych w Europie. Polityka energetyczna i przewidywane odejście od węglowodorów powinno spowodować, że zapotrzebowanie na duże jednostki olefinowe i poliolefinowe zmniejszy się w ciągu najbliższych 20–25 lat z powodu przejścia na recykling mechaniczny i chemiczny plastików. Oceniono w nim, że surowcami do produkcji polimerów staną się odpady z tworzyw sztucznych, a nie jak dotychczas etylen (etan) i propylen (propan) (więcej: Andrzej P. Sikora *Jeśli chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest, wszystko się musi zmienić. Dekarbonizacja Unii Europejskiej a boom łupkowego NGL*).

Transformacja energetyczna, jako katalizator zmian strukturalnych w gospodarce, została omówiona w rozdziale autorstwa Mateusza Rybarza. Autor podkreśla, że kluczowym wyzwaniem dla decydentów jest kierowanie procesem transformacji energetycznej tak, aby uniknąć nieefektywnej alokacji zasobów oraz uwzględnić równowagę pomiędzy celami ekologicznymi, społecznymi i ekonomicznymi.

Istotnym zagadnieniem jest zabezpieczenie dostaw paliwa do wytworzenia energii elektrycznej. W Polsce podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytworzenia energii elektrycznej jest węgiel kamienny. Kolejne rozdziały poświęcone są właśnie temu surowcowi. Mirosław Skibski i Beata Barszczowska w rozdziale *Sektor górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2023 roku*, przedstawili podstawowe wielkości charakteryzujące sektor górnictwa węgla kamiennego w latach 2011–2022 oraz za 8 miesięcy 2023 roku. Przedstawiono: wydobywanie węgla kamiennego, jego sprzedaż, zgromadzone zapasy, ceny zbytu węgla, strukturę zatrudnienia, podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe branży węgla kamiennego oraz bilans handlowy węgla kamiennego uwzględniający import tego surowca.

Transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego wymaga wsparcia finansowego w celu stopniowego, zrównoważonego i długofalowego zmniejszania wydobycia przy jednoczesnej minimalizacji skutków społeczno-gospodarczych. Transformację tę omawia Beata Barszczowska w rozdziale *Nowy system wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego – istota i wyzwania związane z monitoringiem i kontrolą systemu dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych*.

Pomoc publiczną dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w świetle regulacji prawnych zaprezentowała Monika Porzerzyńska-Antonik, a omówiła Anna Kielerz w rozdziale *Zatrudnienie firmy usługowych w kopalniach węgla kamiennego*.

Dwa kolejne rozdziały omawiają problematykę restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce (Jarosław Bednorz *35 lat reformowania górnictwa węgla kamiennego w Polsce* oraz Jerzy Podsiadło *Próba restrukturyzacji Kompanii Węglowej SA w latach 2015–2016*).

Poza krajowym węglem, pewne zabezpieczenie stanowi także węgiel nabywany na rynku międzynarodowym. O tendencjach i prognozach cen węgla energetycznego na międzynarodowych rynkach pisze Zbigniew Grudziński (rozdział *Międzynarodowy rynek węgla energetycznego – tendencje, prognozy*).

W ostatnich kilku latach w Polsce rozpoczął się szerszy rozwój projektów ukierunkowanych na zagospodarowanie energii geotermalnej, zwłaszcza w ciepłownictwie. Tematyka ta została poruszona w rozdziale Beaty Kępińskiej i Baldura Peturssona *Wsparcie rozwoju cie-*

plownictwa geotermalnego w Polsce – niektóre efekty współpracy polsko-islandzkiej (Projekt „KeyGeothermal” dofinansowany przez MF EOG).

Jacek Roman zaproponował koncepcję wykorzystania magazynu gazu w hybrydowym systemie wytwarzania energii elektrycznej składającym się z odnawialnych źródeł energii oraz silnika gazowego, którym jest reaktor zgazowania biomasy w rozdziale *Koncepcja wykorzystania magazynu gazu w celu poprawy współpracy pomiędzy OZE a układem zgazowarka – silnik gazowy*.

Poważne obawy związane ze zmianami klimatycznymi w połączeniu z wysokimi poziomami ceny paliwa, przyczyniają się do rozwoju badań nad nowymi magazynami energii oraz poszczególnymi elementami magazynów, między innymi katod. W kolejnym rozdziale zaprezentowano główne szanse oraz wyzwania związane ze stosowaniem tej katody w magazynach energii, jak również typowe strategie zwiększające wydajność katody litowo-żelazowo-fosforanowej LFP (LiFePO_4) wraz z opisem poszczególnych strategii (więcej: Aneta Kalbarczyk i in. *Zalety oraz wyzwania stosowania akumulatorów z katodą LFP*).

Coraz większa świadomość społeczna dotycząca emisji zanieczyszczenia powietrza, idących za tym skutków, jak również zaostrenie norm i przepisów, ma bardzo duży wpływ na przemysł, transport i energetykę. Zastosowanie katalizatorów stanowi jedno z rozwiązań problemu minimalizacji emisji toksycznych związków i obniżenia ilości spalin emitowanych do atmosfery podczas spalania paliw w różnych środkach transportu. Problematykę recyklingu tych katalizatorów porusza ostatni rozdział tej monografii autorstwa Natalii Generowicz-Caby i in. *Znaczenie recyklingu katalizatorów samochodowych w kontekście odzysku metali z grupy platynowców*.

Dr hab. inż. Katarzyna Stala-Szlugaj, profesor instytutu
Dr hab. inż. Zbigniew Grudziński, profesor instytutu

Waldemar DOŁĘGA¹

Efektywna transformacja krajowej sieci elektroenergetycznej

Wprowadzenie

Krajowa sieć elektroenergetyczna stanowi ogniwo łączące źródła wytwarzania energii elektrycznej z odbiorcami i obejmuje: sieć przesyłową 400 i 220 kV, sieć dystrybucyjną (tzw. wstępnego rozdziału) 110 kV oraz sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nn (0,4 kV). W jej skład wchodzi zarówno stacje elektroenergetyczne, jak i linie napowietrzne i kablowe oraz urządzenia i aparaty elektroenergetyczne, które współpracują ze sobą w celu realizacji zadania, jakim jest przesył lub dystrybucja energii elektrycznej.

W kraju użytkowanych jest łącznie 875 861 km linii elektroenergetycznych: 15 964 km linii 750, 400 i 220 kV, 34 376 km linii 110 kV, 321 089 km linii SN oraz 504 492 km linii niskiego napięcia (ARE 2022). Stanowi to odpowiednio: 1,8, 3,9, 36,7 i 57,6% łącznej ich długości. Ponadto użytkowanych jest łącznie 273 278 stacji elektroenergetycznych: 110 stacji 400 i 220 kV, 1597 stacji 110 kV oraz 271 571 stacji SN, co stanowi to odpowiednio: 0,04, 0,58 i 99,38 łącznej ich liczby (ARE 2022).

Właściwe funkcjonowanie krajowej sieci elektroenergetycznej ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Sieć ta funkcjonuje w dynamicznie zmieniających się uwarunkowaniach.

Celem rozdziału jest zwrócenie uwagi na aktualny stan oraz zagrożenia i wyzwania stojące przed krajową siecią przesyłową i dystrybucyjną w aspekcie jej efektywnej transformacji.

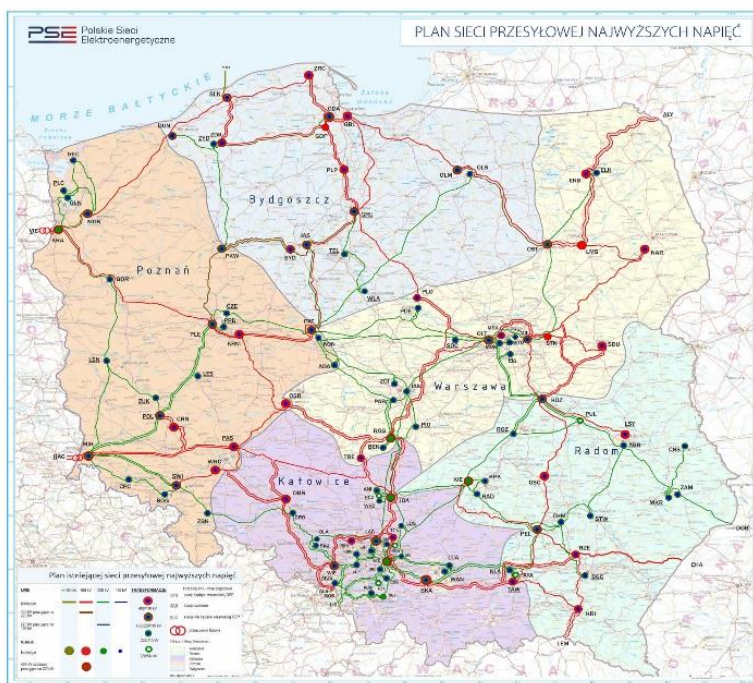
¹ Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wroclawska;
ORCID iD: 0000-0003-2878-1358; e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

1. Krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna

Sieć przesyłowa służy do przesyłania energii elektrycznej często na znaczne odległości z elektrowni systemowych do stacji odbiorczych zlokalizowanych w obszarach o dużym zapotrzebowaniu na nią, gdzie następuje jej transformacja na niższy poziom napięcia (np. 400/110 kV lub 220/110 kV w kraju), przekazanie do sieci 110 kV i SN celem dalszej transformacji, dystrybucji i dostarczenia odbiorcom. Odbiorcy najczęściej pobierają energię na niskim napięciu.

Sieć przesyłowa z racji swojego usytuowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) i funkcji, jaką w nim pełni, odgrywa kluczową rolę w KSE i ma strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania. Jej podstawowym zadaniem jest zbilansowanie zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej przy zapewnieniu stabilnej pracy KSE i wymaganej jakości dostarczanej energii elektrycznej (Dołęga 2018). Odpowiada więc m.in. za wyprowadzenie mocy z elektrowni konwencjonalnych systemowych i przesłanie jej często na znaczne odległości do obszarów zapotrzebowania. Ta funkcja sprawia, że sieć przesyłowa obejmuje linie i stacje NN o napięciach znamionowych równych lub większych od 220 kV. W przeszłości do sieci przesyłowej zaliczano również sieć 110 kV, którą obecnie zalicza się do sieci dystrybucyjnej.

Na rysunku 1 przedstawiono plan krajowej sieci przesyłowej.



Rys. 1. Plan krajowej sieci przesyłowej (PSE 2023)

Fig. 1. Plan of national transmission grid

Sieć przesyłowa jest zawsze traktowana globalnie w skali systemu, a nadzór nad nią pełni przedsiębiorstwo energetyczne – Operator Systemu Przesyłowego (OSP). W kraju takim operatorem jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.

Krajowa sieć przesyłowa to 303 linie o łącznej długości 15 964 km i 110 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć o napięciach 220 kV i 400 kV. Jest wśród nich: 171 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7288 km, 131 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 8562 km i 1 linia o napięciu 750 kV (wyłączona) o długości 114 km oraz 63 stacji 220 kV i 47 stacji 400 kV, w których użytkowanych jest 211 autotransformatorów i transformatorów najwyższych napięć (PSE 2023).

Sieć dystrybucyjna jest odpowiedzialna za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej. Z racji swojego usytuowania w 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). 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 2, a charakterystykę w tabeli 1.

Krajowa sieć dystrybucyjna to 34 376 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).

2. Obecne uwarunkowania funkcjonowania krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Krajowa sieć przesyłowa jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji wewnętrznych zadań przesyłowych w stanach normalnych, zapewniając odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Istnieją jednak duże zagrożenia dla stabilnej pracy KSE oraz lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem w ekstremalnych warunkach atmosferycznych, zarówno w okresie letnim, jak i zimowym.

Ekstremalne warunki pogodowe obejmują: śnieżyce, opady mokrego śniegu, oblodzenia, orkany, wichury i burze z wyładowaniami atmosferycznymi. Wynikają ze zmian klimatycznych i występują coraz częściej na terytorium Polski. Ze względu na znaczny (68%)



Rys. 2. Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (SMBDEE 2021)

Fig. 2. Areas of operation of Distribution System Operators

TABELA 1. Charakterystyka największych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych na 1.01.2022 (PTPIREE 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.

udział linii napowietrznych w infrastrukturze sieciowej skala i wielkość awarii sieciowych jest znaczna (awarie mają charakter masowy). W ostatnich latach awarie sieciowe spowodowane przez ekstremalne warunki atmosferyczne występują coraz częściej w mniejszym lub większym natężeniu na terytorium Polski. Przy czym w ostatnich latach anomalie pogodowe występują praktycznie każdego roku.

Zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wynikają bezpośrednio z: małej gęstości sieci i jednostek wytwórczych w niektórych częściach kraju, ograniczonych możliwości obciążenia linii elektroenergetycznych w wyższych temperaturach otoczenia, rosnącego zakresu prac remontowych i inwestycyjnych w sieciach, dużej awaryjności na skutek anomalii pogodowych, nadmiernego wzrostu napięć w sieci przesyłowej oraz sieci 110 kV, ograniczenia importu energii elektrycznej z systemów elektroenergetycznych państw sąsiednich i wzrostu obciążenia w okresie letnim (Dołęga 2018). Zagrożenia te potęgują się w przypadku nałożenia się na siebie wielu niekorzystnych czynników obejmujących: skrajnie wysokie zapotrzebowanie na moc, anomalie pogodowe, wyłączenie dużej liczby elementów sieci elektroenergetycznej lub jednostek wytwórczych czy oddziaływanie przepływów mocy z krajów sąsiednich (Dołęga 2019).

Ograniczona przepustowość linii przesyłowych w wyższych temperaturach otoczenia stanowi poważne zagrożenie dla stabilnej pracy KSE w warunkach zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną (Dołęga 2018). Ma ścisły związek z wiekiem, stanem technicznym i stopniem wyeksploatowania sieci przesyłowych. W tabeli 2 przedstawiono strukturę wiekową krajowej sieci przesyłowej. Wiek ponad 40 lat posiada: 54% stacji elektroenergetycznych, 54% linii napowietrznych i 20% transformatorów/autotransformatorów. Linie elektroenergetyczne zaprojektowano z uwzględnieniem innych warunków (np. znacznie niższych przepływów) niż te, które występują obecnie.

TABELA 2. Struktura wiekowa krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (ARE 2022)

TABLE 2. Age structure of national transmission and distribution grid

	Sieć przesyłowa			Sieć dystrybucyjna		
	do 20 lat	20–40 lat	ponad 40 lat	do 20 lat	20–40 lat	ponad 40 lat
Linie napowietrzne	21%	25%	54%	21%	40%	39%
Linie kablowe	99%	0%	1%	53%	31%	16%
Stacje elektroenergetyczne	15%	31%	54%	33%	34%	33%
Transformatory	54%	26%	20%	49%	33%	18%

Ograniczenie importu energii elektrycznej z systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich jest spowodowane ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi transgranicznych połączeń międzysystemowych. Dodatkowo przyczyniają się do tego przepływy mocy z krajów sąsiednich. Stanowi to barierę dla wymiany energii elektrycznej z zagranicą i ogranicza wykorzystanie połączeń transgranicznych do importu energii w sytuacjach, gdy nie ma możliwości pokrycia zapotrzebowania ze źródeł krajowych (Dołęga 2018).

Wzrost obciążenia w okresie letnim ogranicza możliwość wykonywania remontów w tym okresie roku. W ostatnich latach obserwuje się znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc czynną w okresie letnim i jego koncentrację w dużych aglomeracjach miejskich (warszawskiej, krakowskiej, wrocławskiej, poznańskiej) (Dołęga 2019). Towarzyszy temu znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na moc bierną, który stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców na określonym obszarze.

Niedostatecznie rozwinięta sieć przesyłowa powoduje występowanie różnorodnych ograniczeń sieciowych. Ograniczenia te wynikają z: warunków obciążeniowych elementów sieci, ze stabilności napięciowej, z warunków zwarciovych, z warunków równowagi dynamicznej, z warunków równowagi statycznej, z zakresu regulacji wtórnej oraz z wymagań dotyczących pewności zasilania obszarów wokół elektrowni (Dołęga 2013).

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.

Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w obszarze dystrybucji wynikają bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, ich wysokiej 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.

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).

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 tym czasie 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 min/odb. i 38,24 min/odb. dla przerw nieplanowych i nieplanowych z przerwami katastrofalnymi. Dla pozostałych operatorów były to wartości znacznie większe.

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 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 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 szt./odb. i 0,59 szt./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	Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerw 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
	SAIDI planowe		2020	210,71	98,42	106,01	90,6	38,24
			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		0,19	0,11	0,14	0,12

3. Wyzwania dotyczące krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Wyzwania mają związek z efektywną transformacją sieci elektroenergetycznych i wiąże się bezpośrednio z koniecznością rozbudowy i modernizacji infrastruktury sieciowej oraz intensyfikacją jej wykorzystania.

Rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowej jest związana przede wszystkim z: intensywnym rozwojem OZE, planowanym rozwojem energetyki jądrowej oraz planowanym rozwojem energetyki wiatrowej na morzu. Wynika ona bezpośrednio z: prognoz dotyczą-

cych wzrostu zapotrzebowania odbiorców na moc i energię elektryczną, wymagań odbiorców w zakresie niezawodności i pewności zasilania, inwestycji koniecznych do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych jednostek wytwórczych.

Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej polega na: odpowiedniej lokalizacji źródeł wytwórczych i odbiorców likwidującej ograniczenia przesyłowe, modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych zwiększających ich zdolności przesyłowe oraz stosowaniu dynamicznej obciążalności linii zwiększającej możliwości obciążeniowe istniejących linii elektroenergetycznych przy uwzględnieniu rzeczywistych warunków atmosferycznych otoczenia przewodów roboczych.

Rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej powinna być ukierunkowana na: stworzenie warunków bezpiecznej pracy KSE, zwiększenie pewności zasilania obszarów dużych aglomeracji miejskich, wzmocnienie roli systemu przesyłowego w KSE, zwiększanie możliwości ruchowych w KSE, zwiększenie zdolności regulacji napięć, wyprowadzenie mocy z przyłączonych źródeł oraz rozbudowę połączeń transgranicznych. Wymaga to podjęcia ważnych działań, które obejmują: znaczną rozbudowę strukturalnej sieci przesyłowej, strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju, umożliwienie współpracy ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy oraz zdjęcie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV.

Obecnie najważniejsze i największe wyzwanie dla operatora systemu przesyłowego stanowią inwestycje sieciowe w obszarze sieci przesyłowej. Zostały one określone w planie modernizacji i rozbudowy infrastruktury sieciowej (PSE 2022) i pogrupowane w obszarach: przyłączenia (elektrowni systemowych i OZE), wyprowadzenia mocy (z elektrowni systemowych i OZE), bezpieczeństwa pracy KSE oraz połączeń transgranicznych (asynchroniczne, synchroniczne). Przy czym bezpieczeństwo pracy KSE wiąże się z: dostosowaniem infrastruktury sieciowej do wzrostu zapotrzebowania na moc i energię, właściwą regulacją napięcia i mocy biernej oraz likwidacją ograniczeń sieciowych wynikającą z realizacji strategii zmiany napięcia sieci, zwiększenia pewności zasilania i sprzęgania sieci 400 i 220 kV.

W efekcie realizacji zaplanowanych przedsięwzięć inwestycyjnych nastąpią istotne zmiany jakościowe i ilościowe w strukturze sieci przesyłowych.

Bardzo ważnym wyzwaniem dla OSP jest zwiększenie obciążalności termicznej linii elektroenergetycznych.

Modernizacja napowietrznych linii elektroenergetycznych związana ze zwiększaniem ich przepustowości termicznej polega na realizacji następujących działań: zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych o małych zwisach (HTLS), budowa nowej linii lub dodatkowego toru w istniejącym korytarzu w terenie, zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii lub wykonanie określonych zabiegów modernizacyjnych (Dołęga 2013).

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 poprawa wskaźników niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej dotyczących 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.

Podsumowanie

Krajowa sieć przesyłowa odgrywa kluczową rolę w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i ma strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania. Obecnie nie stwarza zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jest bowiem przystosowana do występujących typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji wewnętrznych zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak duże zagrożenie dla stabilnej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz lokalnie może powodować trudności z przesyłem energii elektrycznej szczególnie w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

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 przesyłu i dystrybucji będzie niewystarczająca w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i konieczna będzie rozbudowa i modernizacja krajowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej oraz intensyfikacja jej wykorzystania stanowi jeden z głównych warunków efektywnej transformacji sieci elektroenergetycznej w kraju.

Literatura

- ARE 2022 – ARE, Statystyka elektroenergetyki polskiej 2021. Warszawa.
- Dołęga, W. 2013 – *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej.
- Dołęga, W. 2018 – Zagrożenia i wyzwania dla krajowej sieci przesyłowej. *Rynek Energii* 2018(5), październik 2018, s. 48–54.
- 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.
- PSE 2022 – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032. Konstancin-Jeziorna, listopad 2022.
- PSE 2023 – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. [Online] www.pse.pl [Dostęp: 15.12.2023].
- 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 elektroenergetycznej

Słowa kluczowe: sieć elektroenergetyczna, stan, zagrożenie, wyzwanie, funkcjonowanie, transformacja

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono problematykę dotyczącą efektywnej transformacji krajowej sieci elektroenergetycznej. Ukazano charakterystykę krajowej sieci elektroenergetycznej: przesyłowej i dystrybucyjnej. Omówiono obecne uwarunkowania funkcjonowania krajowej sieci elektroenergetycznej: przesyłowej i dystrybucyjnej. Scharakteryzowano wyzwania dotyczące krajowej sieci elektroenergetycznej: przesyłowej i dystrybucyjnej. Dotyczą one głównie sfery inwestycyjnej. Przedstawiono wnioski dotyczące stanu obecnego i zagrożeń funkcjonowania krajowej sieci elektroenergetycznej oraz wyzwań stojących przed operatorami systemów.

Effective transition of national electric power grid

Keywords: electric power grid, state, threat, challenge, operation, transition

Abstract: In this paper, subject matter connected with effective transition of national electric power grid is shown. Profile of national electric power grid: transmission and distribution is performed. Present conditions connected with operation of national electric power grid: transmission and distribution are discussed. Challenges connected with national electric power grid: transmission and distribution are performed. They concern mainly investment sphere. Conclusions connected with actual state and threats of national electric power grid operation and challenges for system operators are performed

Wojciech NAWORYTA¹

Środowiskowe zagrożenia wynikające z wdrożenia ekologicznych rozwiązań w energetyce

Wprowadzenie

Zwykle nic nie jest takie, jakie się na pierwszy rzut oka wydaje. To motto dobrze ilustruje niektóre problemy wynikające z działań, których celem jest ochrona środowiska. Działania mające prowadzić do minimalizacji szkód w środowisku można przyrównać do terapii, gdzie obiektem leczenia jest środowisko, a nie pojedynczy organizm. Historia medycyny pełna jest przypadków, kiedy skutki uboczne stosowania terapii zamiast uzdrowienia powodowały pogłębienie objawów chorobowych, a nawet śmierć pacjenta. Podobne zjawisko obserwuje się w postępowaniu człowieka ze środowiskiem. W historii cywilizacji człowiek wiele już razy próbował naprawiać środowisko naturalne. Osuszane były bagna, prostowane rzeki, nawadniane pustynie, lasy zamieniono na ubogie i nieodporne monokultury, do ekosystemów wprowadzano obce organizmy, a dziś wciąż w imię źle rozumianej higieny czyści się lasy z martwych drzew albo usuwa drzewa dotknięte przez szkodniki. Wymienione działania były błędem, ich skutki są długotrwałe albo wręcz nieodwracalne. Niestety i teraz podejmowane są działania naprawcze, których skutki uboczne, jakkolwiek łatwe do przewidzenia, już w niedalekiej przyszłości mogą się w pełni ujawnić i spowodować znacznie większe problemy środowiskowe niż te, dla których miały stanowić antidotum. W historii cywilizacji miała też miejsce niejedna rewolucja techniczna. Skutki tych zmian były zarówno pozytywne, jak i negatywne. Postęp naukowy i techniczny sprawia, że na naszych oczach dokonują się szybkie i znaczące zmiany, które mogą przyczynić się do poprawy jakości życia, a także do poprawy stanu środowiska. Ważne jest jednak, aby przy okazji tych zmian nie przeoczyć ciemnych stron wdrażanych rozwiązań, również tych, których celem jest ochrona środowiska, aby nie wylać przysłowiowego dziecka z kąpielą. W niniejszym rozdziale odniosę się do zagrożeń

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

wynikających z implementacji wybranych rozwiązań, które leżą na styku obszarów energetyki i środowiska.

1. Tło energetyczne

Przed omówieniem poszczególnych problemów nakreślę tło. Po pierwsze należy rozprawić się z mitem, jakoby świat rezygnował z węgla jako surowca do produkcji energii elektrycznej. Mimo groźnych konsekwencji klimatycznych związanych z emisją dwutlenku węgla do atmosfery niewielka grupa państw, głównie UE i USA, prowadzi działania zmierzające do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. W największych, najbardziej ludnych krajach azjatyckich – Chinach i Indiach – wciąż buduje się oraz planuje budowę nowych bloków węglowych, a suma mocy zainstalowanej na blokach węglowych, odpowiednio 1005 i 229 GW, wielokrotnie przekracza moce zainstalowane w krajach UE (143 GW) czy USA (263 GW) (dane z 2019 r. Carbonbrief.org). W Europie nowe bloki oparte na surowcach kopalnych buduje się głównie w Turcji oraz na Bałkanach. Wobec szybkiego przyrostu mocy węglowych w najludniejszych państwach świata działania zmierzające do redukcji emisji w krajach rozwiniętych zdają się nie mieć wpływu na klimat planety.

W Polsce w okresie ostatnich kilkunastu lat obserwuje się znaczny przyrost mocy opartych na źródłach odnawialnych, głównie sile wiatru, promieniowaniu słonecznym (PV), ale również na bazie biomasy. Przyrost nowych instalacji PV w ostatnich kilku latach osiągał rekordowe wielkości – 47,5% w 2021 r. i 43,0% w 2022 r. (PSE 2023). Mimo to w Polsce wciąż ponad $\frac{3}{4}$ prądu (76,9% w 2022 r.) produkuje się na bazie węgla kamiennego i brunatnego (PSE 2023). Wynika to z niestabilności źródeł OZE, z których produkcja zależy od pory dnia, pór roku i warunków meteorologicznych. Co gorsza, instalacje oparte na OZE nie produkują prądu wtedy, kiedy występuje największe zapotrzebowanie, czyli w nocy i w okresie jesienno-zimowym. Mimo zaklinania rzeczywistości elektrownie oparte na węglu kamiennym i brunatnym będą obecne w polskim krajobrazie energetycznym co najmniej jeszcze przez kilka dekad. Co je w przyszłości zastąpi? Na to pytanie nie ma wciąż wiarygodnej odpowiedzi.

2. Eliminacja silników wysokoprężnych, downsizing i elektromobilność

Hasła wymienione w tytule powyżej odnoszą się do motoryzacji, mają jednak ścisły związek z energetyką. W ostatnich latach dokonuje się stopniowa, ale konsekwentna eliminacja silników wysokoprężnych. Dotyczy to głównie samochodów osobowych. To słuszny trend, bo silniki na ropę, obok spalin gazowych, emitują do powietrza rakotwórcze cząstki stałe. Pewnym efektem ubocznym tego działania, o przejściowym jednak charakterze, jest wzrost emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Silniki Diesla spalają mniej paliwa niż tradycyjne silniki benzynowe. Ich eliminacja powoduje wzrost zapotrzebowania na etylinę, tym samym zwiększa się emisja gazów cieplarnianych. W sukurs przychodzi jednak kolejny trend w motoryzacji, który określa się mianem downsizingu. Producenci aut konstruują silniki mające spełniać coraz bardziej restrykcyjne normy dotyczące emisji spalin. Pojemność skokowa

nowoczesnych silników samochodowych oferowanych na rynku uległa drastycznemu obniżeniu, waha się w przedziale od 1,0 do 1,5 dm³, co jeszcze przed dekadą było typowe dla małych aut miejskich. Zamiast czterech mają trzy tłoki, a mieszanka do komory spalania zatłaczana jest przy pomocy turbin. Tymczasem nowoczesne silniki spalinowe wykazują niskie spalanie wyłącznie w średnim zakresie obrotów. W zakresach wyższych spalanie wyraźnie wzrasta. Praktyka dowodzi, że deklarowane przez producentów emisje w praktyce nie znajdują pokrycia. Żywotność zminiaturyzowanych silników w wyniku ograniczenia masy, turbodoładowania, zwiększenia obrotów i podwyższenia temperatury pracy, uległa znacznemu skróceniu w stosunku do silników poprzedniej generacji. Co prawda z uwagi na małe gabaryty wymagają mniej oleju do smarowania, jednak ze względu na charakter pracy przy wysokiej temperaturze wymagają częstej wymiany oleju. W efekcie końcowym downsizing prowadzi do większego zużycia środków smarnych. Silniki są awaryjne, szybciej się zużywają, a to biorąc pod uwagę ocenę cyklu życia produktu (LCA), przekłada się na większe zużycie surowców oraz energii, którą trzeba zużyć na produkcję tych pozornie ekologicznych jednostek napędowych. Gdyby to policzyć, to okaże się, że panujący w motoryzacji trend tylko pozornie przyczynia się do ograniczenia globalnego zużycia produktów przetwórstwa ropy naftowej. Pozorny efekt został osiągnięty – małe silniki w teorii spełniają wysokie normy emisyjne. W praktyce zużywają więcej paliwa, środków smarnych, mają krótki cykl życia. Rzeczywisty efekt dla środowiska rewolucyjnej zmiany w motoryzacji przeprowadzonej pod hasłem downsizing jest odwrotny niż zamierzony. Tymczasem producenci aut mają powody do zadowolenia. Pod pretekstem spełnienia norm emisyjnych mogą sprzedać więcej aut, bo te częściej się psują.

W motoryzacji na naszych oczach dokonuje się inna ważna rewolucja – elektromobilność. Pierwsze auta hybrydowe zostały wprowadzone do produkcji seryjnej już w 1997 r., a auta poruszane wyłącznie silnikiem elektrycznym zaczęto seryjnie produkować w 2008 roku. Zastąpienie silników spalinowych ma w zamierzeniu ograniczyć albo w ogóle wyeliminować emisję gazów spalinowych, w tym gazów cieplarnianych do atmosfery. Tak dzieje się jednak w krajach, gdzie energię elektryczną produkuje się wyłącznie w oparciu o nieemisyjne źródła, np. OZE lub atom. W Polsce wciąż jeszcze ponad 75% prądu produkuje się na bazie paliw kopalnych. To znaczy, że samochody elektryczne poruszające się po polskich drogach tak naprawdę jeżdżą na węgiel. Ponadto energia chemiczna zawarta w węglu, zanim zostanie zamieniona na energię kinetyczną pojazdu, musi ulec licznym przemianom, najpierw w procesie produkcji energii elektrycznej w elektrowni, następnie w procesie zamiany energii elektrycznej na mechaniczną. Po drodze energia ulega przesyłowi, musi zostać załadowana i zmagazynowana w baterii samochodu. Na każdej przemianie, na etapie przesyłu i magazynowania występują straty. W efekcie końcowym zaledwie kilkanaście procent energii chemicznej węgla przełoży się na energię kinetyczną pojazdu. Reszta to straty i związana z tym emisja CO₂ do atmosfery. W opozycji do aut elektrycznych w silnikach benzynowych występuje zamiana energii chemicznej paliwa wprost na energię kinetyczną silnika i pojazdu. Gdyby porównać auta elektryczne i spalinowe, to te pierwsze, szczególnie w Polsce, jawią się jako niezwykle energochłonne. Należy dodać, że pojazdy elektryczne, ze względu na masę baterii, są o kilkaset kilogramów cięższe (od 500 kg nawet do 1 Mg) niż odpowiadające im auta spalinowe. To tak, jakby auto konwencjonalne oprócz kilku pasażerów obciążyc

dodatkowo dwunastoma dorosłymi osobami. Do wprawienia większej masy w ruch potrzeba odpowiednio więcej energii, należy też częściej wymieniać opony i hamulce. Biorąc pod uwagę krótszy cykl życia pojazdów elektrycznych w stosunku do tradycyjnych spalinowych, okaże się, że elektromobilność nie tylko nie przyczynia się do zmniejszenia zużycia energii elektrycznej, ale wręcz przeciwnie, przy takim miksie energetycznym jak w Polsce, powoduje znaczący wzrost zapotrzebowania na prąd, czyli przyczynia się do zwiększenia emisji spalin do atmosfery. Dlatego w Polsce nie należy się śpieszyć z masowym wdrażaniem samochodów o napędzie elektrycznym. Informacje medialne wskazujące na zapóźnienie Polski w dziedzinie wdrażania elektromobilności należy traktować jako naciski lobby producenckiego. Dopiero z chwilą uniezależnienia się od energetyki węglowej, co nie nastąpi w przeciągu najbliższych dwóch dekad, będzie można wdrażać auta elektryczne na szeroką skalę z korzyścią dla atmosfery i klimatu.

3. Gaz ziemny – czy na pewno paliwo zrównoważone?

W lutym 2022 r. Komisja Europejska podjęła decyzję o uznaniu gazu ziemnego, obok energii jądrowej, jako paliwo zrównoważone. Gaz miał być paliwem stosowanym na drodze transformacji energetycznej, jako uzupełnienie mocy wyłączanych stopniowo bloków węglowych. Czy faktycznie gaz, zwany błękitnym paliwem, jest takim czystym i bezpiecznym surowcem energetycznym? Według EPA wskaźnik GWP (*Global Warming Potential*) metanu, głównego składnika gazu ziemnego, jest od 27- do 30-krotnie większy niż w przypadku CO₂ (EPA 2023). Co prawda metan przebywa w atmosferze stosunkowo krótko, nie dłużej niż 12 lat, ale tam ulega reakcjom chemicznym i zamienia się na wodę i CO₂, czyli na trwały gaz cieplarniany. Uważa się, że metan odpowiada za 30% ocieplenia klimatu (EPA 2023). Przy wysokim globalnym zużyciu gazu ziemnego na poziomie 4 bln m³ rocznie (Kajmowicz 2022) pewna jego niemała część ulatnia się do atmosfery. W miejscach wydobywania niewykorzystana część gazu ulega spalaniu w tzw. flarach, a produkty flarowania, w tym CO₂, wzmagają efekt cieplarniany. Według MAE rocznie na świecie marnuje się w ten sposób ok. 150 mld m³ gazu, co odpowiada za 1% emisji CO₂ do atmosfery (Jędrak 2020; Ziemiński 2021). Jest jeszcze coś, o czym nieczęsto mówi się w kontekście gazu ziemnego. Gaz ziemny zawiera rtęć. Nawet jeżeli udział rtęci w gazie ziemnym jest znikoma, to przy ilościach, które rocznie się wydobywa i spala emisja tego metalu ciężkiego, nie jest pomijalna. Czy zatem nazwanie paliwa odpowiedzialnego za 30% ocieplenia klimatu surowcem zrównoważonym jest uprawnione?

4. Wodór – czyste paliwo czy poważne zagrożenie

Produktem utlenienia wodoru jest woda. Trudno sobie wyobrazić spaliny korzystniejsze dla środowiska. Na wstępie trzeba jednak zastrzec, że wykorzystanie wodoru w energetyce to wciąż jeszcze pieśń przyszłości. Od zastosowania tego paliwa na masową skalę dzieli nas jeszcze lata, jeśli nie dekady. Ze względu na sposób wytwarzania przyjęło się nazywać wodór, nadając mu pewne barwy. Wodór wytworzony w technologii bez emisji CO₂ określa

się mianem zielony, jeśli do produkcji wykorzystuje się paliwa kopalne, to powstaje wodór szary. Różowy, purpurowy, czerwony to ten, który został wytworzony przy wykorzystaniu energii jądrowej. Wodór będzie tylko wtedy paliwem czystym albo zeroemisyjnym, jeżeli do jego produkcji wykorzystana zostanie energia, przy produkcji której nie występuje emisja dwutlenku węgla. O ile produkcja wodoru w skali laboratoryjnej jest banalnie prosta, to już przemysłowa produkcja, a przede wszystkim magazynowanie i transport tego gazu, nastrocza wiele problemów, które wciąż wymagają rozwiązania. Załóżmy jednak, że nasze samochody tankujemy wyłącznie wodorem. Na świecie będą miliony instalacji wodorowych, miliony operacji załadunku, przeładunku, transportu. Nietrudno sobie wyobrazić, że przy masowym obchodzeniu się z tym gazem część ulotni się do atmosfery w wyniku nieszczelności, awarii, pomyłek, katastrof, aktów terrorystycznych. Będzie tak jak dzisiaj z gazem ziemnym, który ulatnia się do atmosfery w trudny do kontrolowania sposób. Wodór jako gaz lżejszy od powietrza po ulotnieniu będzie wypierany do zewnętrznych poziomów atmosfery. Po dotarciu do stratosfery wejdzie w reakcję z ozonem, tworząc wodę i cząstkę tlenu. Będzie skutecznie niszczył strefę ozonową, co szybko przypomni nam o największym problemie globalnym lat 90. ubiegłego stulecia. Dziura ozonowa, która ledwie przestała się powiększać dzięki redukcji światowej emisji freonów, zacznie ponownie zagrażać światu. Naukowcy są zdania, że powstała w ubiegłym stuleciu dziura ozonowa zaniknie dopiero ok. 2045 r. lub wręcz pod koniec obecnego stulecia, o ile oczywiście nie zaczniemy jej ponownie niszczyć (WMO 2022). Reasumując, wdrażając technologie wodorowe na szeroką skalę być może uda się zatrzymać proces ocieplania klimatu, jednak za cenę destrukcji strefy ozonowej, w wyniku czego ludzie zaczną umierać od promieniowania UV i na choroby nowotworowe skóry.

5. Produkcja energii z pierwotnej biomasy drzewnej

W wyniku spalania biomasy ilość wyemitowanego CO₂ powinna być równa ilości tego gazu zasymilowanego przez roślinę. Bilans CO₂ byłby bliski zeru, gdyby wykorzystanie biomasy odbywało się w miejscu jej wytworzenia, czyli lokalnie. Jeżeli jednak biomasę spala się w dużych instalacjach, to emisję spalin należy powiększyć o wielkość związaną z pozyskaniem biomasy, przeróbką i transportem. O ile nie budzi kontrowersji lokalne wykorzystanie odpadowej słomy z uprawy zbóż czy kolb kukurydzianych, to spalanie drewna w blokach elektrowni systemowych wydaje się zaprzeczeniem idei zrównoważonego rozwoju. Za ilustrację niech posłuży tzw. zielony blok w elektrowni Połaniec o mocy 225 MW, który do produkcji energii zużywa rocznie ponad 1 mln Mg zrębków drewnianych, co wymaga wycięcia lasu na powierzchni ponad 7 tys. ha rocznie. Drewno wykorzystane do spalania nie jest drewnem odpadowym pozyskiwanym w tartakach. Do produkcji energii elektrycznej w „zielonym bloku” wycina się rodzime lasy albo importuje surowiec z zagranicy. Biomasa ma niską wartość opałową i przez to względnie dużą emisyjność, wyższą niż paliwa kopalne (Kolbusz i Mikos 2022). Nie jest to więc paliwo zeroemisyjne. W procesie spalania emitowane są duże ilości CO₂, które przez drzewa magazynowane były w okresie wzrostu, czyli przez co najmniej 2 dekady. Jeżeli doliczymy do tego ubytek asymilacji CO₂ w wyniku trzebień lasów oraz emisję z procesów pozyskania, przeróbki i transportu drewna, to bilans spalania

biomasy jest daleki od zera. Przykład elektrowni Połaniec nie jest odosobniony. Podobne instalacje powstają w całej Europie dzięki subwencjom. Jeżeli przedsiębiorstwo spala biomasę, to pozyskuje certyfikaty w ramach systemu ETS na emisję CO₂ do atmosfery do wykorzystania w blokach konwencjonalnych. Przy pomocy subwencji i certyfikatów elektrownie nagradzane są za to, że spalają drewno wycinane w lasach. W wyniku rabunkowej wycinki drzew i czyszczenia lasów z pozostałości po wycince oraz z martwych drzew, ekosystemy leśne ulegają degradacji, spada bioróżnorodność, a po uzupełnieniu nasadzeń zamieniają się w plantacje leśne. Wykorzystywana w sposób rabunkowy biomasa pierwotna, czyli w odróżnieniu od drewna odpadowego drewno pozyskane w lesie z przeznaczeniem do spalania, paradoksalnie powiększa krajowy bilans energii ze źródeł OZE. Trudno o większy absurd.

Pod wpływem nacisków naukowców i organizacji pozarządowych we wrześniu 2022 r. Parlament Europejski przegłosował poprawki do dyrektywy, według których udział tzw. pierwotnej biomasy drzewnej w miksie energetycznym powinien stopniowo spadać, docelowo do roku 2030. Energia ze spalania pierwotnej biomasy drzewnej przestanie też być subsydiowana ze środków publicznych. Przyjęte przepisy pozostawiają jednak wiele przestrzeni do manipulacji i kontynuowania tego procederu poza horyzont określony w znowelizowanej dyrektywie (Kojzar 2022).

6. Przemysłowe instalacje fotowoltaiczne

Dzięki mikroinstalacjom PV liczni posiadacze domów stali się prosumentami – producentami i konsumentami energii elektrycznej. W latach 2019–2022 moc łączna mikroinstalacji zwiększyła się prawie 22-krotnie (Jakubiec 2023). Łączna moc krajowych instalacji prosumenckich na koniec września 2023 r. wyniosła 10,2 GW (Rynek elektryczny 2023). Domowe instalacje fotowoltaiczne wpływają na zapotrzebowanie gospodarstw domowych na energię elektryczną, a to przekłada się na popyt na prąd ze źródeł systemowych. Oczywiście produkcja prądu w instalacjach PV zależy od warunków pogodowych, pory dnia, pór roku. W nocy i w okresie jesienno-zimowym, czyli wtedy gdy prąd jest najbardziej potrzebny, niestety nie można liczyć na energię słoneczną. Tym niemniej niemal każda powierzchnia dachu może i powinna być miejscem produkcji prądu z ogniw PV. Te powierzchnie już są wyłączone z obiegu przyrodniczego, nie ma więc przeciwwskazań, aby były wyposażone w instalacje produkujące prąd. Zastrzeżenia budzą duże, przemysłowe elektrownie PV, które powstają na terenach dotychczas przyrodniczo czynnych, na terenach rolnych lub na tzw. nieużytkach, czyli terenach cennych dla przyrody, a nie zagospodarowanych przez człowieka. Wskaźnik wykorzystania powierzchni obliczony na podstawie parametrów kilku większych krajowych instalacji PV kształtuje się między 1,2 a 1,6 ha na 1 MW. Przy łącznej mocy zainstalowanej w polskich elektrowniach PV na poziomie 5388 MW (Rynek elektryczny 2023) powierzchnia zajęta przez te instalacje w Polsce przekracza już 7,5 tys. ha. Z roku na rok powstają większe instalacje. W Niemczech największa elektrownia PV o mocy 500 MW zajmuje teren o powierzchni 650 ha. Elektrownie PV wpływają negatywnie na krajobraz, wyłączają z obiegu przyrodniczego glebę pozostającą w cieniu paneli, przyspieszają spływ powierzchniowy wody, wreszcie akumulując ciepło,

wpływają na lokalny mikroklimat. Budownictwo jednorodzinne i wielorodzinne, fabryki, centra logistyczne, centra handlowe itp. zajmują wystarczająco dużą powierzchnię terenu. W wyniku zabudowy w Polsce corocznie i nieodwracalnie wyłącza się duże powierzchnie terenu, niszcząc bezpowrotnie naturalne siedliska przyrodnicze. Tylko w roku 2021 powierzchnia gruntów zabudowanych i zurbanizowanych powiększyła się o 28 tys. ha, osiągając łącznie 1804,8 tys. ha, czyli ok. 5,77% powierzchni kraju (GUS 2022). Te dotychczas zabudowane powierzchnie, np. dachy na budynkach, można i trzeba wykorzystać pod instalacje PV. Wobec wysokiego tempa utraty gruntów stoję na stanowisku, że nie należy posadawiać nowych elektrowni PV na terenach zielonych. Technologia nazywana ekologiczną nie powinna przyspieszać i tak dramatycznego ubytku siedlisk przyrodniczych.

Podsumowanie

Wszystkie opisane wyżej zagadnienia obrazują podobny problem. Aby zmniejszyć negatywny wpływ na środowisko dotychczas stosowanych rozwiązań technicznych, wdraża się rozwiązania nowe, którym niezależnie od skutków ubocznych dla środowiska nadaje się etykietę „ekologiczne”. Pod wpływem tej etykiety nowe techniki uzyskują poparcie polityczne, ekonomiczne oraz społeczną akceptację niejako na kredyt. W nazewnictwie stosuje się etykiety: „ekologiczny”, „zeroemisyjny”, „błękitny”, „zielony”. Na każdym kroku bezpodstawnie szermuje się hasłem „zrównoważony”. Zjawisko to w handlu doskonale znane jest jako *greenwashing*. Najczęściej dla ekologicznie brzmiącej etykiety nie ma żadnego uzasadnienia, ale towar lepiej się w ten sposób sprzedaje. Dotyczy to również opisywanych wyżej rzekomo ekologicznych rozwiązań w szeroko pojętej energetyce albo w motoryzacji. Dotacje, subwencje i inne preferencje natury ekonomicznej sprawiają, że nowe rozwiązania wdrażane są na szeroką skalę nieraz w bardzo dużym tempie. Ilustracją tego niech będą preferowane w Europie wątpliwie ekologiczne samochody elektryczne albo opisane duże instalacje do produkcji energii z biomasy lub wielkopowierzchniowe instalacje fotowoltaiczne. Dokładniejsze analizy wskazują na liczne wady lub wręcz znaczną szkodliwość tych rozwiązań dla środowiska. W przypadku aut elektrycznych w Polsce to wzmożone zapotrzebowanie na prąd produkowany w elektrowniach konwencjonalnych i paradoksalnie związana z tym zwiększona emisja CO₂ do atmosfery, energochłonność pojazdów, energochłonność procesu ich wytwarzania, surowcochłonność, krótki cykl życia oraz związana z tym produkcja odpadów. W przypadku bloków energetycznych na zrębki drewniane to presja na lasy i bioróżnorodność oraz zamienianie wartościowych ekosystemów leśnych na ubogie plantacje drzew. W skali globu zarówno elektromobilność, jak i spalanie drewna nie prowadzą do mitycznej zeroemisyjności. Wręcz przeciwnie. Największe niebezpieczeństwo czai się w popularyzacji energetyki wodorowej. Jeżeli rzeczywiście pod wpływem presji ekonomicznej dojdzie do powszechnego wykorzystania tego paliwa, to życie na naszej planecie będzie poważnie zagrożone. Obawiam się, że podobnie jak w przypadku wymienionych wyżej rozwiązań ekologicznie wątpliwych, tak również rozwój techniki wodorowej będzie intensywnie subsydiowany. To wymknie się spod kontroli i dojdziemy do takiego stanu upowszechnienia, że na przyznanie się do błędu i wycofanie z tej niebezpiecznej drogi nie będzie już ani społecznej woli, ani tym bardziej

czasu. Ponowne uruchomienie procesu intensywnej degradacji ozonosfery może położyć kres cywilizacji na błękitnej planecie.

Literatura

- CarbonBrief 2019 – CarbonBrief, Clear on Climate. [Online] carbonbrief.org [Dostęp: 15.11.2023].
- EPA 2023 – EPA United States Environmental Protection Agency. Understanding Global Warming Potentials.
- GUS 2022 – Rocznik Ochrona Środowiska, GUS.
- Jakubiec, M. 2023 – Ile jest mikroinstalacji OZE w Polsce? Dynamiczny rozwój fotowoltaiki prosumenckiej. [Online] <https://globenergia.pl/ile-jest-mikroinstalacji-oze-w-polsce-dynamiczny-rozwoj-fotowoltaiki-prosumenckiej/> [Dostęp: 15.11.2023].
- Jędrak, J. 2020 – Rocznie na świecie marnuje się 150 miliardów m³ gazu ziemnego. Jest spalany na polach naftowych. [Online] <https://smoglab.pl/rocznie-na-swiecie-marnuje-sie-150-miliardow-m3-gazu-ziemnego-jest-spalany-na-polach-naftowych/> [Dostęp: 15.11.2023].
- Kajmowicz, J. 2022 – Raport: Światowe zużycie gazu osiągnęło rekordowy poziom. [Online] <https://energetyka24.com/gaz/raport-swiatowe-zuzycie-gazu-osiagnelo-rekordowy-poziom> [Dostęp: 15.11.2023].
- Kojzar, K. 2022 – Lasy to nie paliwo! Organizacje apelują do rządu: chrońmy drzewa, nie spalajmy ich w elektrowniach. [Online] <https://oko.press/lasy-to-nie-paliwo-protest-biomasa> [Dostęp: 15.11.2023].
- Kolbusz, M. i Mikos, A. 2022 – Lasy do spalania. Prawdziwa cena bioenergii. Stowarzyszenie Pracownia na Rzecz Wszystkich Istot.
- Rynek elektryczny 2023: Fotowoltaika – stan mocy zainstalowanej we wrześniu. [Online] rynekelektryczny.pl [Dostęp: 15.11.2023].
- WMO 2022 – World Meteorological Organization (WMO). Executive Summary. Scientific Assessment of Ozone Depletion: 2022, GAW Report No. 278, 56 pp., WMO: Geneva.
- Ziemnicki, P. 2021 – Marnowanie gazu ziemnego? Siedmiu liderów w czołówce od lat. [Online] <https://biznesalert.pl/zrodla-energii-gaz-wydobycie-ropa-planeta-zanieczyszczenia-energetyka/> [Dostęp: 15.11.2023].

Środowiskowe zagrożenia wynikające z wdrożenia ekologicznych rozwiązań w energetyce

Słowa kluczowe: zagrożenia dla środowiska, spalanie biomasy, energetyka wodorowa, dziura ozonowa, metan

Streszczenie: W niniejszym rozdziale poddano krytycznej ocenie wybrane rozwiązania techniczne z obszaru szeroko pojętej energetyki. Obok rozwoju wielkopowierzchniowej fotowoltaiki, energetyki opartej na spalaniu pierwotnej biomasy leśnej, stosowania gazu jako paliwa w procesie transformacji, rozwoju energetyki wodorowej, analizie poddano również zmiany, które dokonują się w dziedzinie motoryzacji. Wykazano związek pomiędzy elektromobilnością i energetyką oraz skutki dla środowiska wynikające z upowszechnienia samochodów elektrycznych. Autor jest świadomy, że każdy z wymienionych problemów nadaje się na osobną poważną analizę. W rozdziale w oparciu o źródła jedynie zaakcentowano ważniejsze niebezpieczeństwa wdrożenia na szeroką skalę rozwiązań technicznych, które w opinii publicznej uznawane są jako antidotum na aktualne problemy środowiska, głównie na problemy zmian klimatu. Na przykładzie energetyki zawodowej opartej na biomasie pokazano, że system promocji innowacji prośrodowiskowych prowadzi do upowszechniania rozwiązań, które nie tylko nie chronią środowiska, ale są wręcz dla środowiska szkodliwe. Dotacje, upusty oraz regulacje pozarynkowe sprawiają, że niektóre ryzykowne przedsięwzięcia w energetyce mogą już wkrótce stanowić poważny problem nie tylko dla globalnego klimatu, ale wręcz dla życia na Ziemi.

Environmental threats resulting from the implementation of ecological solutions in the energy sector

Keywords: environmental threats, biomass combustion, hydrogen energy, ozone hole, methane

Summary: The chapter critically evaluates selected technical solutions in the field of broadly understood energy sector. In addition to the development of large-scale photovoltaics, energy based on the combustion of primary forest biomass, the use of gas as a fuel in the transformation process, and the development of hydrogen energy, changes taking place in the automotive industry were also analysed. The relationship between electromobility and energy sector was demonstrated, as well as the environmental effects resulting from the popularization of electric cars. The author is aware that each of the problems mentioned deserves a separate serious analysis. The chapter, based on sources, only highlights the more important dangers of large-scale implementation of technical solutions that are considered in public opinion as an antidote to current environmental problems, mainly the problems of climate change. The example of professional energy production based on biomass shows that the system of promoting pro-environmental innovations leads to the dissemination of solutions that not only do not protect the environment, but are even harmful to the environment. Subsidies, discounts and non-market regulations mean that some risky projects in the energy sector may soon pose a serious problem not only for the global climate but even for life on Earth.

Cezary POLSKI¹
Tomasz POLSKI²
Jacek ROMAN³
Robert WRÓBLEWSKI⁴
Jarosław BARTOSZEWICZ⁵
Bartosz CERAN⁶

Koncepcja poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej – wyniki analizy ekonomicznej

Wprowadzenie

Pomimo faktu, że wiele krajów postanowiło odejść od stosowania węgla w produkcji energii elektrycznej, paliwo to nadal będzie w najbliższym okresie podstawowym surowcem energetycznym. Przykładowo w polskim systemie elektroenergetycznym elektrownie węglowe produkują 76% energii elektrycznej (Raport KSE 2022). Przy czym bloki węgla można podzielić na bloki stare, budowane w latach 70. i 80. ubiegłego wieku, które obecnie po modernizacjach pracują w pokrywaniu obciążenia podszczytowego, oraz bloki węglowe na parametry nadkrytyczne o wartościach mocy od 440 do 1075 MW, które pracują w podstawie obciążenia. Jednakże, cały czas dochodzi do wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach od-

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: 0000-0003-3256-6028; e-mail: robert.wroblewski@put.poznan.pl

⁵ Politechnika Poznańska, Poznań;
ORCID iD: 0000-0002-9426-6891; e-mail: jaroslaw.bartoszewicz@put.poznan.pl

⁶ Politechnika Poznańska, Poznań;
ORCID iD: 0000-0003-0207-3193; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

nawialnych, które na koniec 2022 roku stanowiły aż 39,7% całkowitej mocy zainstalowanej (Raport KSE 2022).

Wspomniane elektrownie odnawialne (wiatrowe i fotowoltaiczne) charakteryzują się bardzo dużą niestabilnością generowanej i przekazywanej do KSE mocy elektrycznej. Sytuacja ta prowadzi często do znacznych wahań ceny za energię elektryczną na rynku bilansującym, która w skrajnych przypadkach może prowadzić nie tylko do znacznego wzrostu, ale również do jej spadku poniżej kosztów wytwarzania, tj. do tzw. ceny ujemnej (Ujemne ceny energii... 2023).

W celu zachowania stabilności oraz pewności dostaw energii elektrycznej do odbiorców, oczekuje się, aby istniejące w KSE elektrownie zapewniły możliwie szeroki zakres wysokiej regulacyjności ich jednostek wytwórczych, czyli poprawę tzw. elastyczności ruchowej (Bronk 2019). Pożądane jest więc utrzymywanie w systemie jak największej liczby mas wirujących generatorów, przy zachowaniu ich wysokiej zdolności do naboru i zrzutu obciążenia. W zależności od długości postoju ponowne zsynchronizowanie bloku energetycznego z KSE wymaga czasu i wiąże się z wysokimi kosztami.

Środowisko naukowe jest zgodne co do tezy, że w celu poprawy stabilności pracy systemu elektroenergetycznego nasyconego źródłami OZE o stochastycznym charakterze produkcji energii elektrycznej należy zwiększyć elastyczność ruchową konwencjonalnych jednostek parowych. W tym celu proponowane są różnego typu rozwiązania. W pracy przedstawiona została koncepcja wykorzystania podgrzewacza elektrycznego w celu obniżenia minimalnej wartości mocy oddawanej do systemu elektroenergetycznego z bloku parowego, co powoduje zwiększenie elastyczności takiej jednostki. W rozdziale przedstawiono wyniki analizy opłacalności zastosowania proponowanej modyfikacji.

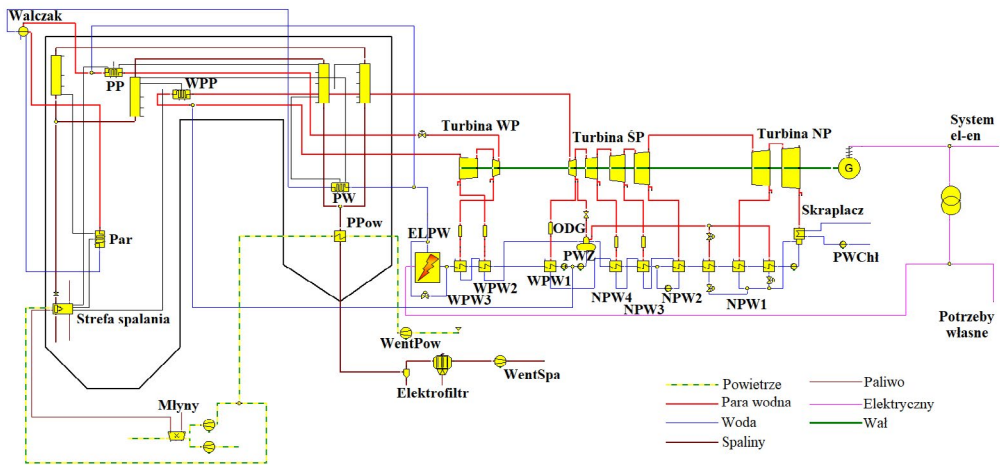
1. Koncepcja wykorzystania podgrzewacza elektrycznego

Do analizy przyjęto blok elektrowni parowej na parametry podkrytyczne o mocy nominalnej 200 MW. Wybór tej jednostki jest spowodowany następującymi faktami:

- w polskim systemie elektroenergetycznym eksploatowane jest nadal 45 bloków węglowych o tej mocy, co stanowi 20% mocy zainstalowanej w KSE,
- są to w większości jednostki, które przeszły rządowy program modernizacyjny mający na celu wydłużenie lat ich eksploatacji,
- bloki te pracują przy pokrywaniu obciążenia podszczytowego co, w związku z rozwojem energetyki odnawialnej, wymaga od nich zwiększania zdolności regulacyjnych.

Autorzy opracowali model układu technologicznego bloku elektrowni parowej w programie Epsilon® Professional na podstawie rzeczywistych pomiarów zrealizowanych na bloku klasy 200+. W modelu zaimplementowano elektryczny podgrzewacz wody zasilającej kocioł ELPW. Model przedstawiono na rysunku 1.

Blok parowy, według proponowanej koncepcji, pracuje w zakresie od mocy nominalnej do minimum technicznego bloku równej 50% mocy nominalnej. Przy tym obciążeniu kocioł pracuje z wydajnością równą 50% wydajności znamionowej. W celu dalszego zmniejszania wartości mocy oddawanej do sieci elektroenergetycznej załączony zostaje



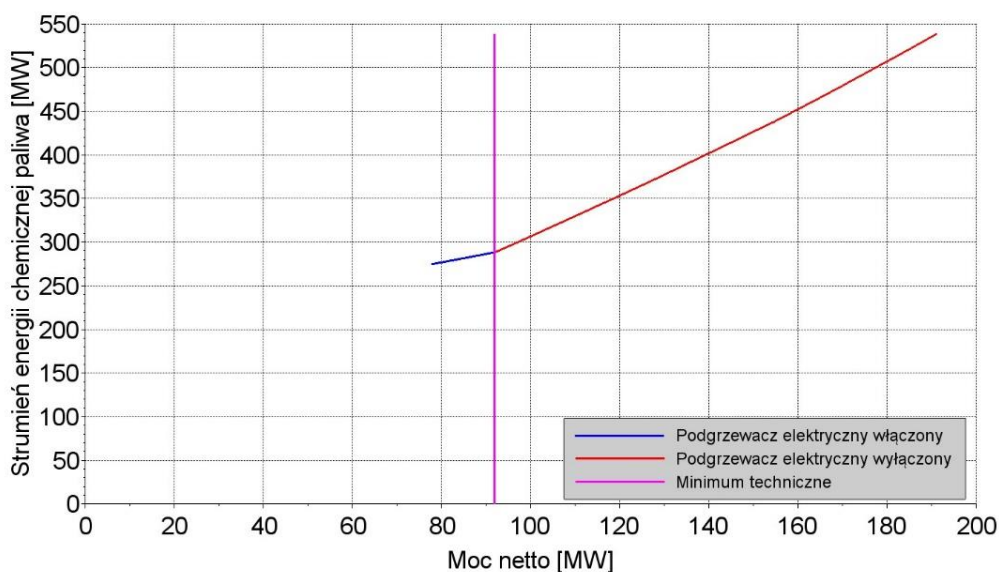
Rys. 1. Model bloku po modyfikacji (Par – parownik, PP – przegrzewacz pary, WPP – wtórny przegrzewacz pary, PW – podgrzewacz wody, PPow – podgrzewacz powietrza, WentPow – wentylator powietrza, WentSpa – wentylator spalin, WP – wysokopiętna, ŚP – średniopiętna, NP – niskopiętna, el-en – elektroenergetyczny, WPW – wysokociśnieniowy podgrzewacz wody, ODG – odgazowywacz, PWZ – pompa wody zasilającej, NPW – niskociśnieniowy podgrzewacz wody, PWChł – pompa wody chłodzącej, ELPW – elektryczny podgrzewacz wody)

Fig. 1. Power plan model (Par – evaporator, PP – superheater, WPP – reheater, PW – water preheater, PPow – air preheater, WentPow – air fan, WentSpa – flue gas fan, WP – high-pressure, ŚP – medium-pressure, NP – low-pressure, el-en – electroenergetic, WPW – high-pressure water preheater, ODG – deaerator, PWZ – feed water pump, NPW – low-pressure water preheater, PWChł – cooling water pump, ELPW – electric water preheater)

dotądowy układ elektrycznego podgrzewu wody zasilającej. Zwiększanie obciążenia podgrzewacza elektrycznego skutkuje zmniejszeniem mocy oddawanej do sieci. Z punktu widzenia KSE blok oddaje do systemu moc o wartości mniejszej niż wynika to z jego minimum technicznego. Dodatkowo młyny węglowe, podczas zwiększania obciążenia układu z elektrycznym podgrzewaczem, zmniejszają swoje obciążenie, ponieważ kocioł jest zasilany wodą o większej wartości entalpii (Polski i in. 2023). Na rysunku 2 przedstawiono charakterystykę eksploatacyjną bloku uzupełnioną o jej przebieg po załączeniu podgrzewacza wody zasilającej.

2. Analiza ekonomiczna

W celu przeprowadzenia analizy ekonomicznej proponowanego rozwiązania, na podstawie literatury, przyjęto założenia przedstawione w tabeli 1. Parametry dotyczące średniej liczby rozruchów, czasu pracy i średniej mocy pochodzą z raportów KSE (Generacja mocy Jednostek Wytwórczych 2023). Pozostałe parametry oszacowano na podstawie (Pilarczyk i Węglowski 2014) oraz (Szulc 2022).



Rys. 2. Charakterystyka eksploatacyjna zmodyfikowanego bloku 200+

Fig. 2. Characteristics of a modified 200+ type power plant

TABELA 1. Parametry techniczne przed i po modyfikacji

TABLE 1. Technical parameters before and after the modification

Data	Jednostka	Przed modyfikacją	Po modyfikacji
Roczny czas pracy	h	5 083	5 989
Liczba rozruchów gorących	–	12	0
Liczba rozruchów zimnych	–	9	0
Średnia roczna moc	MW	153,6	142,5
Średnie zużycie oleju przy rozruchu gorącym	Mg	24	24
Średnie zużycie oleju przy rozruchu zimnym	Mg	55	55
Średni strumień paliwa przy rozruchu	Mg/h	38	38
Czas rozruchu gorącego	h	4	4
Czas rozruchu zimnego	h	7	7

W tabeli 2 przedstawiono wartości kosztów rozruchów, nakładu inwestycyjnego oraz cen energii, paliwa i uprawnień przyjętych do analizy.

Analiza ekonomiczna przeprowadzona została w oparciu o przychody ze sprzedaży oraz koszty wytworzenia energii elektrycznej, amortyzowane w okresie 8 lat. Zyski wyznaczano dla dwóch scenariuszy: praca bloku z wprowadzoną modernizacją oraz praca bloku bez modyfikacji. Następnie obliczono zysk operacyjny EBIT (ang. *Earnings Before Interest and Taxes*), a po uwzględnieniu amortyzacji i podatku dochodowego wyznaczono możliwe wol-

TABELA 2. Dane wejściowe analizy ekonomicznej

TABLE 2. Input data for economic analysis

Dana	Koszt rozruchu gorącego	Koszt rozruchu zimnego	Nakład inwestycyjny modernizacji	CIT	WACC
Unit	PLN	PLN	PLN	%	%
Value	87 000	43 500	20 000 000	19	15

	Jednostka	Rok							
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Cena energii	PLN/MWh	695	737	737	737	803	855	855	855
Cena węgla	PLN/GJ	21	25	25	25	25	30	30	30
Cena uprawnień	EUR/t	85	85	85	85	100	100	100	100
Inflacja	%	20	16	15	10	8	5	5	5

ne przepływy pieniężne (ang. *Free Cash Flow*, FCF). Przy pomocy modelu różnicowego obliczono różnicę FCF obu scenariuszy. W celu uwzględnienia zmiany wartości pieniądza w czasie wyniki zostały zdyskontowane. W analizie nie uwzględniono żadnych dodatkowych przychodów, które mogłyby pochodzić od operatora systemu elektroenergetycznego za zwiększenie elastyczności bloku lub za możliwość czasowego obniżania mocy poniżej minimum.

3. Wyniki analizy ekonomicznej

Na podstawie modelu wyznaczono wskaźniki zużycia paliwa i emisyjności, które zostały przedstawione w tabeli 3.

TABELA 3. Wskaźniki zużycia paliwa i emisyjności

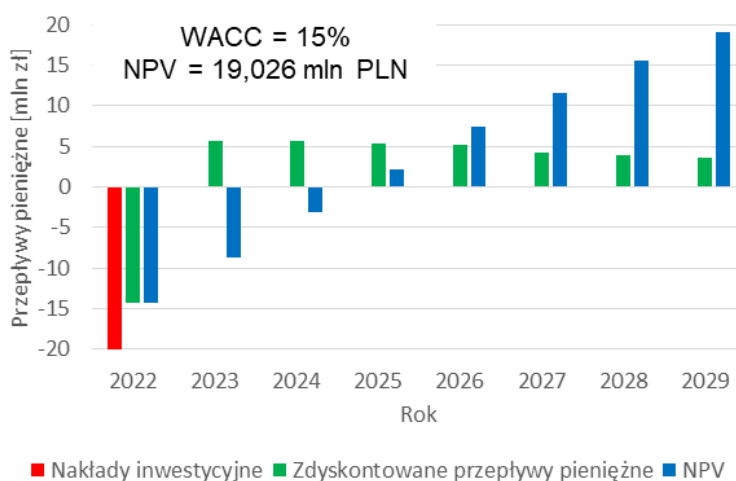
TABLE 3. Fuel consumption and emission factors

Wielkość	Jednostka	Przed modernizacją	Po modernizacji
Jednostkowe zużycie węgla	GJ/MWh	10,42	10,57
Średnioroczna jednostkowa emisja CO ₂ pochodząca z generacji energii elektrycznej	t/MWh	0,9666	0,9796
Roczna emisja CO ₂ pochodząca z rozruchów	Mg	13 136,5	0
Całkowita średnioroczna jednostkowa emisja CO ₂	Mg/MWh	0,9835	0,9796

Średnioroczna sprawność po modernizacji jest niższa ze względu na częściową pracę przy niskim obciążeniu z włączonym podgrzewaczem elektrycznym. Jednakże zmniejszenie liczby rozruchów instalacji powoduje, że nie spala się ciężkiego oleju opałowego i nie

wykorzystuje się dodatkowego węgla do rozruchu instalacji, przy konieczności zwiększenia produkcji energii elektrycznej. Dzięki temu osiąga się korzyść środowiskową w postaci redukcji całkowitej rocznej emisyjności.

Na rysunku 3 przedstawiono wyniki analizy ekonomicznej. Istotnym czynnikiem oceny rentowności projektu jest wartość bieżąca netto (ang. *Net Present Value*, NPV), który po przyjęciu średniego ważonego kosztu kapitału (ang. *Weighted Average Cost of Capital*, WACC) na poziomie 15% jest dodatni w analizowanym okresie. Widoczne jest, że pomimo znacznych nakładów finansowych na modernizację, zyski z niej są na tyle duże, że już po czwartym roku eksploatacji całkowite NPV jest dodatnie. Po upływie 8 lat dodatnie NPV jest niemal równe początkowym nakładom inwestycyjnym.

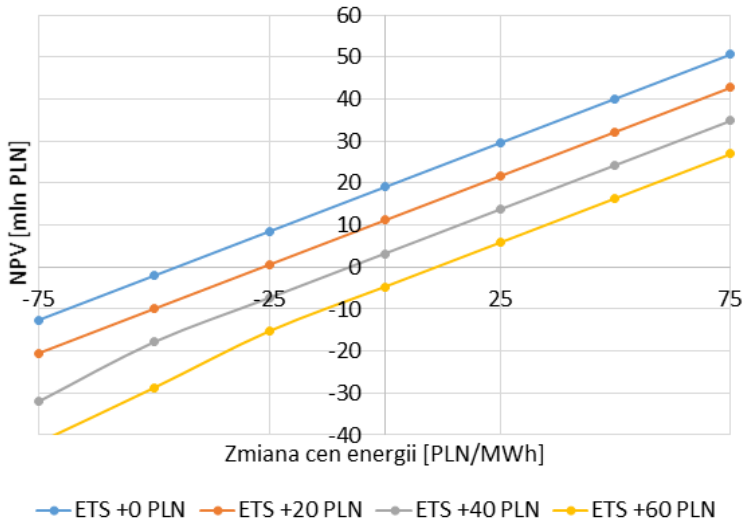


Rys. 3. Wyniki analizy ekonomicznej

Fig. 3. Results of economic analysis

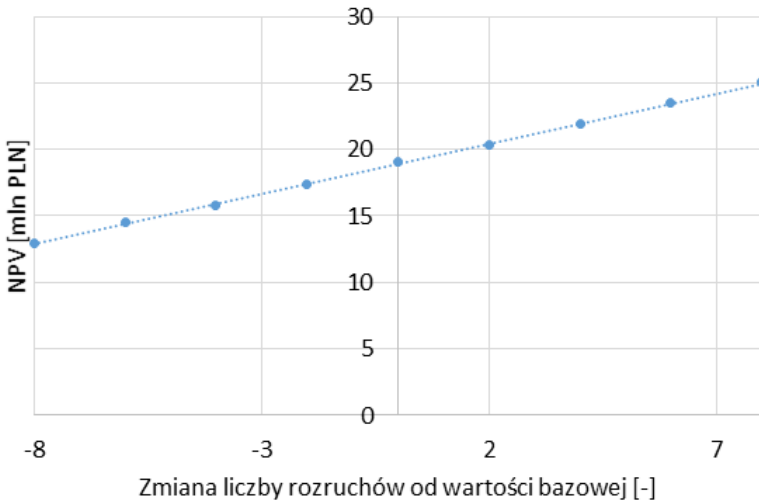
Na rysunku 4 przedstawiono wyniki analizy wrażliwości, która miała na celu zbadanie wpływu zmian cen energii oraz cen uprawnień do emisji na opłacalność proponowanej modyfikacji. Wynika z niej, że każde zwiększenie kosztów energii powoduje zwiększenie opłacalności rozwiązania. Jest to związane z faktem, że po modernizacji blok produkuje więcej energii elektrycznej. Jednakże, z tego samego względu zwiększenie kosztów uprawnień do emisji skutkuje spadkiem opłacalności.

Na rysunku 5 przedstawiano zależność wpływu liczby rozruchów na wartość wskaźnika NPV. Wykazano, że wraz ze wzrostem liczby unikniętych rozruchów opłacalność modyfikacji wzrasta.



Rys. 4. Analiza wrażliwości

Fig. 4. Sensitivity analysis



Rys. 5. Wpływ liczby rozruchów na NPV

Fig. 5. NPV dependence on number of start-ups

Podsumowanie

Analiza opłacalności przeprowadzona na podstawie modelu różnicowego wykazała, że wdrożenie proponowanej modernizacji jest zasadne. Przy przyjętych danych wejściowych współczynnik NPV w analizowanym okresie jest dodatni, a jego szacowana wartość wynosi 19 mln zł. Przy przyjętych założeniach modernizacja zwraca się po upływie 4 lat.

Częstsze wyłączenia i powtórne uruchomienia elektrowni spowodowane przez generację w źródłach odnawialnych będą powodować dalsze zwiększanie opłacalności inwestycji.

Obniżenie marży sprzedaży energii elektrycznej (np. na skutek zwiększenia opłat w systemie EU ETS (ang. *European Union Emissions Trading System*)) zmniejszy opłacalność modyfikacji ze względu na większą ilość generowanej energii. Jednakże, ze względu na fakt, że zwiększenie kosztów powodować powinno zwiększenie cen energii, inwestycja powinna być opłacalna.

Proponowana modyfikacja zwiększa liczbę godzin pracy elektrowni, roczną generację energii elektrycznej oraz zmniejsza średnioroczną jednostkową emisję CO₂. Jednakże, ze względu na spadek sprawności, nieznacznie zmniejsza się wskaźnik jednostkowego zużycia paliwa.

Kolejne planowane prace badawcze realizowane we współpracy z przemysłem będą dotyczyły zmodernizowania rzeczywistego bloku klasy 200+ według przedstawionej koncepcji i wykonanie badań eksploatacyjnych bloku w warunkach rzeczywistych mających na celu m.in. wyznaczenie zakresu ekonomicznej pracy bloku elektrowni parowej.

Literatura

- Bronk, L. 2019 – Możliwości zwiększenia elastyczności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 63, s. 99–102.
- Generacja mocy Jednostek Wytwórczych 2023. [Online] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-mocy-jednostek-wytworczych> [Dostęp: 15.11.2023].
- Pilarczyk, M. i Węglowski, B. 2014 – Analiza ciepłno-wytrzymałościowa rozruchu kotła parowego na przykładzie kotła OP-650. *Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej* 290, s. 67–77.
- 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 2023, s. 85–92.
- Raport KSE 2022. [Online] https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022#r6_1 [Dostęp: 15.11.2023].
- Szulc, W. 2022 – Czy bloki 200+ mogą być „podporą” w czasie transformacji energetycznej? [Online] <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/czy-bloki-200-moga-byc-podpora-w-czasie-transformacji-energetycznej> [Dostęp: 15.11.2023].
- Ujemne ceny energii... 2023 – Ujemne ceny energii aż przez 10 godzin! Pierwsza taka sytuacja w historii. [Online] <https://globenergia.pl/ujemne-ceny-energii-az-przez-10-godzin-pierwsza-taka-sytuacja-w-historii/> [Dostęp: 15.11.2023].

Koncepcja poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej – wyniki analizy ekonomicznej

Słowa kluczowe: elastyczność elektrowni parowej, podgrzew wody zasilającej, podgrzewacz elektryczny, elektrownia parowa

Streszczenie: W pracy przedstawiono nową koncepcję poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej, która polega na wykorzystaniu układu z elektrycznym podgrzewaczem do ogrzewania wody zasilającej kocioł. Celem tego rozwiązania jest zwiększenie elastyczności pracy bloku na skutek obniżenia wartości minimalnej mocy jaką blok energetyczny może oddawać do systemu elektroenergetycznego bez konieczności załączania palników olejowych. W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analizy opłacalności stosowania powyższego rozwiązania. Wyznaczono wartość bieżącą netto (NPV) metodą różnicową do porównania układów z i bez proponowanej modyfikacji. Przeanalizowano również wpływ zmian cen energii oraz uprawnień do emisji na opłacalność inwestycji. W analizie przedstawiono wpływ zmian liczby rozruchów bloku energetycznego. Ponadto przeanalizowano, jak zastosowanie tego rozwiązania wpłynie na parametry środowiskowe (emisję CO₂) oraz energetyczne (sprawność, jednostkowe zużycie paliwa). Otrzymane wyniki wskazują, że proponowana koncepcja jest opłacalna ekonomicznie (dodatnie NPV). Średnioroczna wartość wskaźnika jednostkowej emisji CO₂ zmniejsza się po zastosowaniu proponowanego rozwiązania pomimo niewielkiego spadku średniorocznej wartości sprawności. Wynika to z ograniczenia liczby rozruchów, a w efekcie również ilości zużytych w tym celu oleju opałowego i węgla. Zwiększanie różnicy pomiędzy liczbą rozruchów w układach z i bez modernizacji powoduje zwiększenie opłacalności inwestycji. Pozytywnie na inwestycję wpływa również zwiększenie cen energii elektrycznej.

Concept for improving the flexibility of a steam power plant unit – results of an economic analysis

Keywords: flexibility of a steam power plant, feed water heating, electric heater, steam power plant

Abstract: The paper presents a new concept for improving the flexibility of a steam power plant unit using an electric heater to heat the feed water before the boiler. The purpose of this solution is to reduce the minimum power that the plant can transmit to the power system without the need to turn on the oil burners.

The paper presents the results of the economic analysis of the solution. The net present value (NPV) was calculated using the differential method to compare systems with and without the proposed modification. The impact of changes in energy prices and emission allowances on the profitability of the investment was also analyzed. The analysis took into account the influence of the number of start-ups of the power unit. Moreover, it was analyzed how this solution would affect environmental parameters (CO₂ emissions) and energy parameters (efficiency, specific fuel consumption). The obtained results indicate that the proposed concept is economically profitable (positive NPV). The average annual value of the specific CO₂ emission decreases after applying the proposed solution despite a decrease in the average annual efficiency value. This is due to limiting the number of starts and, as a result, also the amount of fuel oil and coal used for this purpose. Increasing the difference between the number of start-ups in systems with and without modernization increases the profitability of the investment. The increase in electricity prices also has a positive impact on the investment.

Katarzyna STALA-SZLUGAJ¹
Zbigniew GRUDZIŃSKI²
Urszula OZGA-BLASCHKE³

Ceny energii elektrycznej: Polska vs UE

Wprowadzenie

W latach 2019–2022, poza rokiem 2021, zużycie energii elektrycznej w Polsce znajdowało się w trendzie malejącym, spadając (r/r) o 1–2% (rys. 1). W wymiarze wolumentowym zmieniło się od 171,3 do 180,5 TWh. Po znaczącym wzroście produkcji i zużycia energii w kraju w roku 2021, rok 2022 przyniósł niewielkie zmiany (r/r) – nastąpił 0,5% spadek produkcji oraz ok. 2% spadek zużycia. Na spadek zużycia energii elektrycznej wpływało kilka czynników: nie tylko spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego, ale również relatywnie łagodne sezony zimowe, wzrastający udział autokonsumpcji prosumentów, a także poprawa efektywności energetycznej.

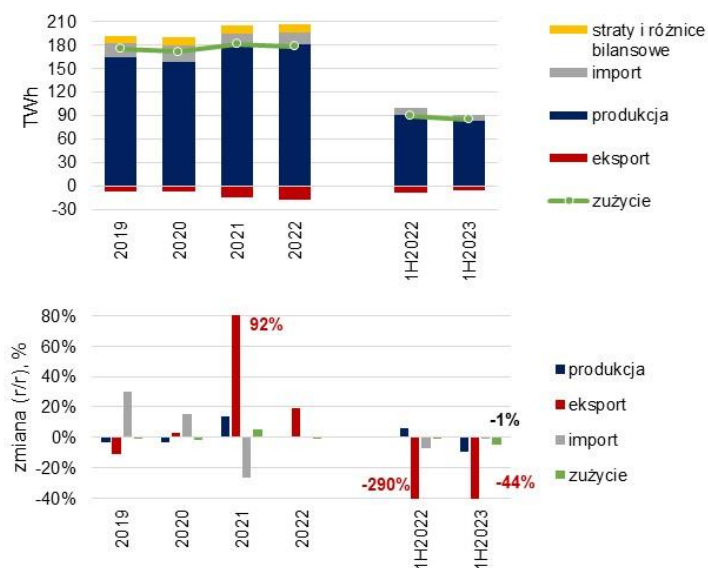
Kontynuacja wyższych temperatur w pierwszych miesiącach 2023 r. (według danych (IMGW 2023) były wyższe o ok. 1,4–4,0°C od średniej wieloletniej dla danego miesiąca z okresu normalnego z lat 1991–2020) oraz spowolnienia gospodarczego, przy jednocześnie relatywnie wyższym zużyciu własnym przez prosumentów w pierwszej połowie 2023 r., przyczyniło się do 5% (r/r) spadku zużycia do poziomu 84,4 TWh (rys. 1).

Dynamicznym zmianom ulegała także wymiana energii z zagranicą (rys. 1). W 2022 r. Polska pierwszy raz od 2016 r. wróciła na pozycję eksportera energii elektrycznej (eksport przewyższył import o prawie 1700 GWh). Na wielkość tych przepływów w latach 2019–2022 złożyło się kilka elementów. Do roku 2021 wyższe poziomy hurtowych cen energii elektrycz-

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

² Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0002-4977-3595; e-mail: zg@min-pan.krakow.pl

³ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0001-7946-7241; e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl



Rys. 1. Bilans podaży i popytu na energię elektryczną w Polsce, lata 2019–1H2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE 2020–2023, ARE 2022a, 2023a, GUS 2020–2023

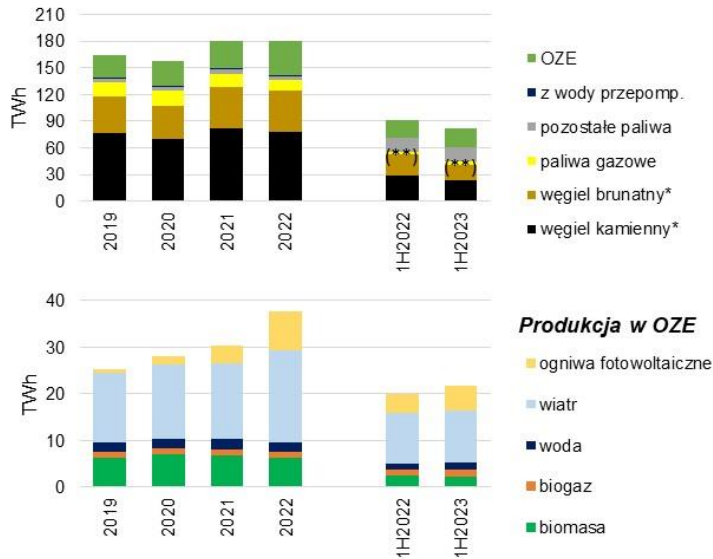
Fig. 1. Balance of supply and demand for electricity in Poland, 2019–1H2023

w Polsce, w porównaniu z cenami osiąganymi w krajach ościennych, wpływały na przewagę importu nad eksportem. Kolejnym czynnikiem był wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ oraz spadek dostępności elektrowni atomowych w 2021 r., przy wzroście cen gazu ziemnego w Europie obserwowany od drugiej połowy 2022 r. (Grudziński 2023; Stala-Szlugaj 2023). W sumie w 2022 r. eksport energii elektrycznej z Polski wyniósł blisko 17 TWh, wzrastając (r/r) o 19% (rys. 1). Po pierwszych sześciu miesiącach 2023 r. eksport energii elektrycznej z Polski zmalał w stosunku rocznym o 44% i spadł do 5 TWh. Jedną z przyczyn spadku atrakcyjności polskiej energii dla krajów ościennych były wyższe ceny energii na rynku polskim. Do takiej sytuacji, na którą m.in. wpłynęły: (a) różnica cen między krajowym węglem energetycznym, a tym z rynku spot oferowanym w ważnym europejskim hubie węglowym – portach Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia, (b) spadek cen gazu ziemnego (głównego paliwa wykorzystywanego w elektrowniach UE) na rynku europejskim, (c) braku atrakcyjności cenowej krajowej energii elektrycznej zniechęcającej do importu energii elektrycznej z Polski przez kraje ościenne, (d) utrzymywanie się wysokiej ceny uprawnień do emisji CO₂.

W latach 2019–2022 produkcja energii elektrycznej w Polsce zmieniała się od 171 do 181 TWh. Łączny udział produkcji energii z elektrowni węglowych generalnie znajdował się w trendzie malejącym. Pomijając covidowy 2020 rok (z udziałem na poziomie 68%), spadł on z 72% w 2019 r. do 69% w 2022 r. w dużej mierze wspierany rosnącym udziałem OZE z 15% w 2019 r. do 21% w 2022 r.

W pierwszej połowie 2023 r. wspomniany wcześniej spadek eksportu (o 44% r/r) przy utrzymujących się wysokich cenach energii elektrycznej oraz wzroście produkcji z energetyki

wiatrowej (o 3% r/r) oraz fotowoltaiki (o 32% r/r) (łącznie udział OZE w miksie paliwowym wzrósł do 27% (rys. 2)), przyczynił się do zmniejszenia generacji w elektrowniach na węgiel kamienny (spadek o 18% r/r) oraz na węgiel brunatny (spadek o 27% r/r).



*w elektrowniach ciepłych zawodowych, ** dotyczy tylko jednostek wytwórczych jednopaliwowych

Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce według nośników energii, lata 2019–1H2023
Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE 2020–2023, ARE 2022a, 2023a

Fig. 2. Electricity production in Poland by energy carriers, 2019–1H2023

1. Ceny energii elektrycznej na TGE SA

Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na rynku energii w Polsce odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA. Sprzedaż ta realizowana jest w formie standardowych transakcji lub formie kontraktów (trzy główne kontrakty blokowe: Base, Peak oraz Offpeak).

W latach 2019–2022 wielkość obrotów na rynku RTT (RTT – Rynek Terminowy Towarowy) wyniosła 109–198 TWh, a w przypadku rynku RDN (RDN – Rynek Dnia Następnego) było to 31–34 TWh (tab. 1). Zarówno na rynku RTT, jak i RDN największy spadek wolumenu obrotu w stosunku rocznym zanotowano w roku 2022. Spadek ten wyniósł odpowiednio: 8 oraz 43%. Po ośmiu miesiącach 2023 r. wielkość obrotów na RDN wzrosła w stosunku rocznym o 76%, a na rynku RTT spadła o 35% (tab. 1, rys. 3).

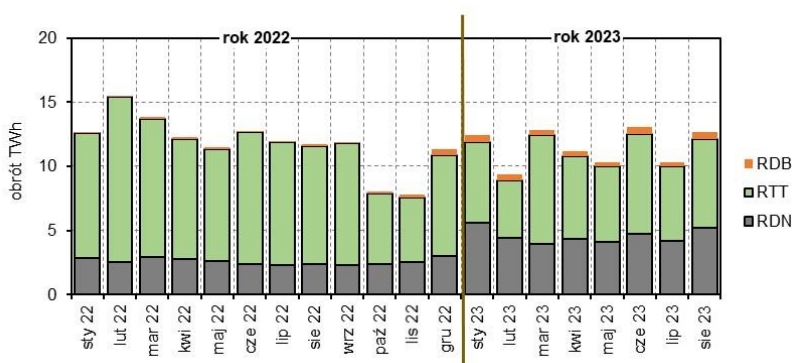
Na cenę energii elektrycznej wpływa wiele czynników, wśród których istotną rolę odgrywają m.in.: cena zużytego paliwa do jej wytworzenia, a także cena uprawnień do emisji CO₂. Ceny uprawnień do emisji zmieniały się w granicach 80–90 EUR. W tabeli 2 zaprezentowano

TABELA 1. Wielkość obrotu na giełdzie energii elektrycznej TGE w podziale na RDN i RTT, lata 2019–2023 (8 miesięcy)

TABLE 1. Trading volume on the TGE electricity exchange, divided into DAM and RTT, 2019-2023 (8 months)

Rok	Obrót [TWh]			Zmiana (r/r) [%]		
	ogółem	RDN	RTT	ogółem	RDN	RTT
2019	229	34	195	1	22	-2
2020	233	33	198	2	-3	2
2021	226	34	189	-3	4	-5
2022	141	31	108	-37	-8	-43
I–VIII 2023	92	37	52	-10	76	-35

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2023a,b)



Rys. 3. Wielkość obrotu na giełdzie energii elektrycznej TGE w podziale na rynki RDN, RTT i RDB; styczeń 2022–sierpień 2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2023a,b)

Fig. 3. Trading volume on the TGE electricity exchange divided into DAM, RTT and RDB markets; January 2022–August 2023

porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku RDN w trzech kontraktach: Base, Peak, Offpeak. Wzięto pod uwagę lata 2019–2023 (8 miesięcy).

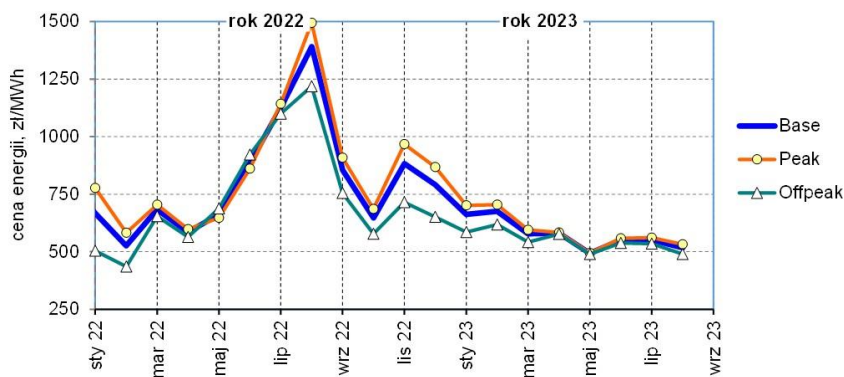
W latach 2021–2022 ceny w kontraktach: Base, Peak i Offpeak na RDN znajdowały się w tendencji wzrastającej osiągając w 2022 r. poziom (odpowiednio): 808, 853 i 732 zł/MWh (tab. 2). W latach 2019–2022 największą zmienność ceny na rynku RDN osiągnęły w roku 2021. W przypadku kontraktów Base i Peak przekroczyły 40%, a w przypadku kontraktu Offpeak były bliskie 30% (tab. 2). Szczegółowy przebieg zmienności średnich cen energii elektrycznej na rynku RDN w okresie od stycznia 2022 r. do sierpnia 2023 r. prezentuje rysunek 4, a zmiany średnich miesięcznych cen energii elektrycznej na rynku RDN w stosunku do stycznia 2022 r. zaprezentowano na rysunku 5.

TABELA 2. Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku RDN w kontraktach: Base, Peak, Offpeak; lata 2019–2023 (8 miesięcy)

TABLE 2. Comparison of average electricity prices on the DAM market in the following contracts: Base, Peak, Offpeak; 2019–2023 (8 months)

Rok	Średnie ceny na rynku RDN [zł/MWh]					
	BASE	Zmiana	PEAK	Zmiana	OFFPEAK	Zmiana
		r/r		r/r		r/r
2019	230	2,1%	247	-1,0%	200	9,9%
2020	210	-9,0%	225	-9,1%	182	-9,1%
2021	402	91,5%	438	95,0%	344	89,2%
2022	808	101,2%	853	94,8%	732	113,0%
I–VIII 2023	576	-28,7%	592	-30,7%	547	-25,3%
Zmienność i odchylenie standardowe						
Rok	Zmienność [%]			Odchylenie standardowe [zł/MWh]		
	BASE	PEAK	OFFPEAK	BASE	PEAK	OFFPEAK
2019	10	10	13	24	24	26
2020	18	18	19	38	41	34
2021	41	48	29	164	209	100
2022	30	31	32	246	261	236
I–VIII 2023	11	13	8	64	76	45

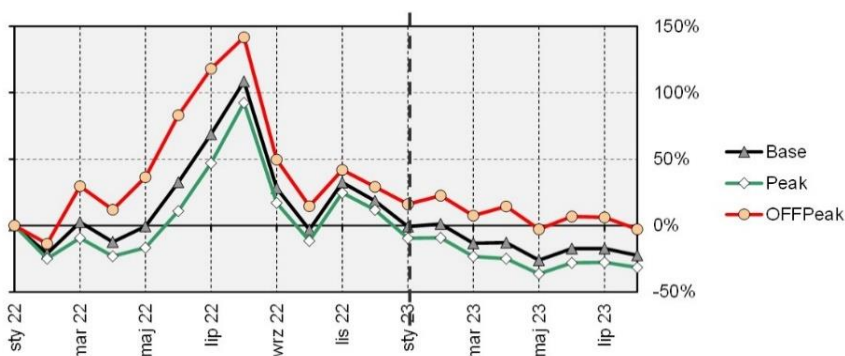
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2023a,b).



Rys. 4. Średnie ceny energii elektrycznej na rynku RDN, styczeń 2022–sierpień 2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2023a,b)

Fig. 4. Average electricity prices on the DAM market, January 2022–August 2023

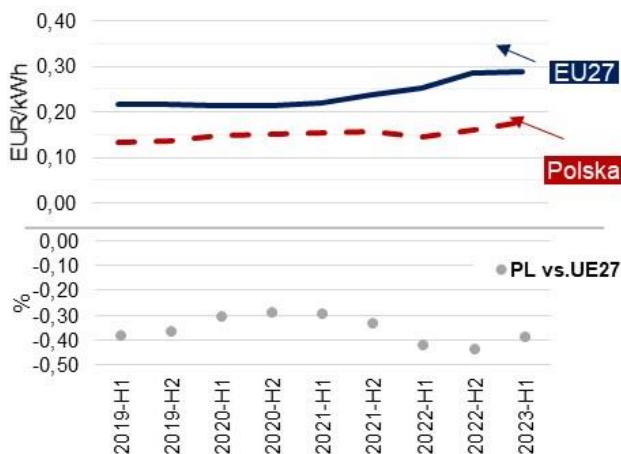


Rys. 5. Zmiany średnich cen energii elektrycznej na rynku RDN w stosunku do stycznia 2022 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2023a,b)

Fig. 5. Changes in average electricity prices on the DAM market compared to January 2022

2. Porównanie cen energii elektrycznej w UE i Polsce

Kolejnym krokiem analizy było porównanie cen energii elektrycznej, które występowały w Polsce i w krajach Unii Europejskiej, przy czym wzięto pod uwagę kilka grup odbiorców. W pierwszej kolejności porównano ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce i Unii Europejskiej (rys. 6).



Rys. 6. Porównanie cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce i UE27, lata 2019–2023, dane półroczne

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (Eurostat 2023)

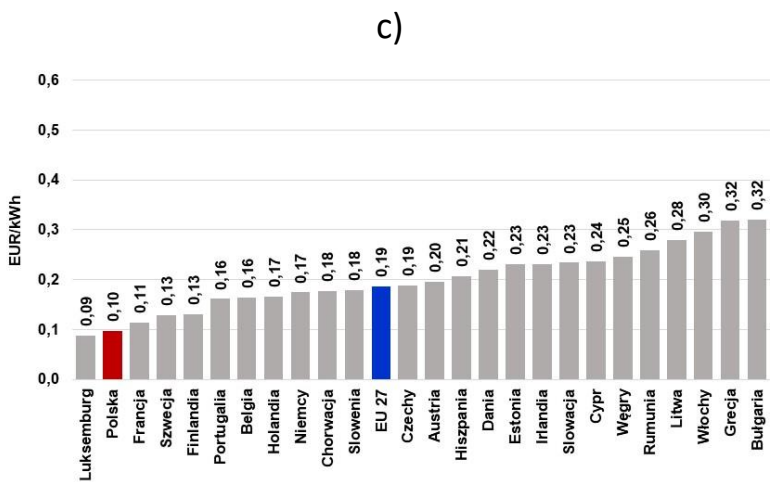
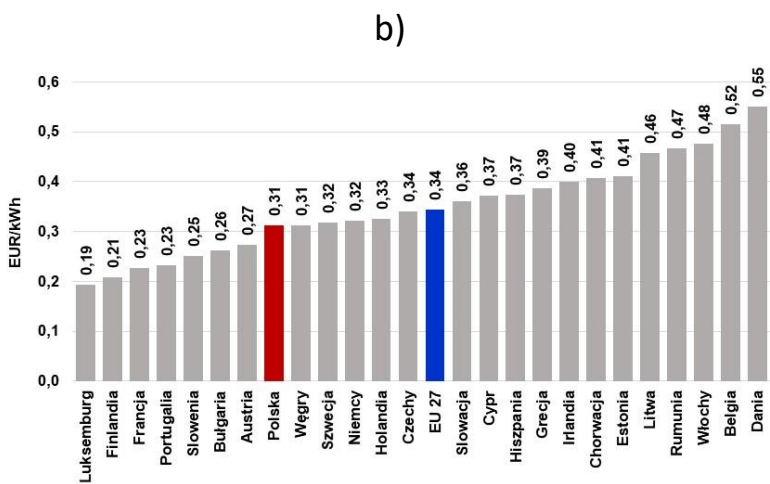
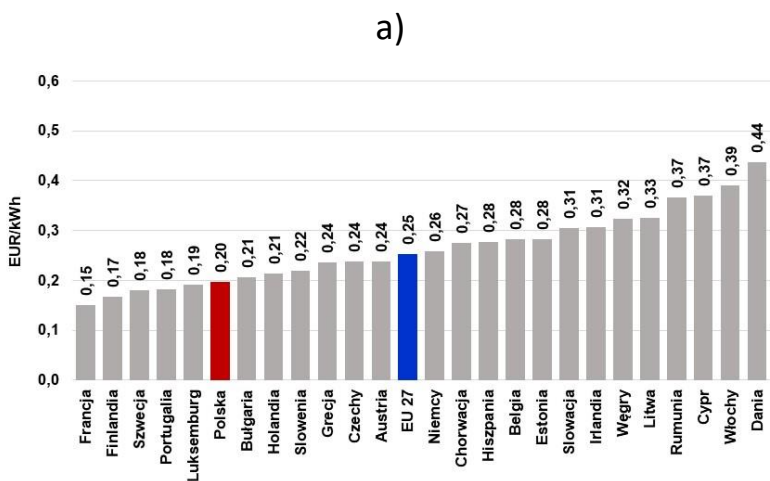
Fig. 6. Comparison of electricity prices for households in Poland and the EU27, 2019–2023, semi-annual data

W latach 2019–2021 ceny energii elektrycznej dla polskich gospodarstw domowych były niższe od średniej UE27 o 0,06–0,08 EUR/kWh. Jednakże największe różnice wystąpiły w roku 2022. Wówczas polskie gospodarstwa domowe płaciły o 11–12 eurocentów mniej niż w całej UE27. Na tę różnicę cen w 2022 roku wpłynęło kilka czynników. Rok 2022 wiązał się z zawirowaniami wywołanymi inwazją Rosji na Ukrainę oraz prowadzoną polityką rosyjską, która zachwiała rynkiem surowcowym zwłaszcza w Europie. Wiele państw w Europie w ochronie przed destabilizacją rynków wewnętrznych, wprowadziło różnego rodzaju środki zaradcze (m.in. tymczasowe zwolnienia z podatków dla konsumentów, wsparcie ryczałtowe czy też ceny regulowane). W przypadku Polski dodatkowo posiadanie własnych czynnych kopalń węgla przy silnie rosnących cenach gazu ziemnego i węgla energetycznego na rynkach spot w latach 2021–2022 (Grudziński 2023; Stala-Szulgaj 2023) oraz czynnych elektrowni węglowych, a także przy zastosowaniu obniżenia podatków za energię elektryczną do 5% (MF 2022) między innymi przyczyniło się do minimalizowania wzrostu ceny energii elektrycznej dla tej grupy odbiorców. W pierwszej połowie 2023 r. w wymiarze pieniężnym różnica między tymi cenami energii wyniosła 0,11 EUR/kWh (porównywalna z pierwszą połową 2022 r.), jednakże w stosunku do średniej UE27 zmniejszyła się do 39% (rys. 6).

Dobrze rozbieżności w cenach energii elektrycznej w 2022 r. ilustrują wykresy przedstawione na rysunku 7. Na wspomnianych wykresach zestawiono ceny energii elektrycznej w Polsce z cenami pozostałych państw Unii Europejskiej. Dla odmiany wzięto pod uwagę trzy grupy odbiorców finalnych:

- a) wszyscy odbiorcy, ceny uwzględniają wszystkie podatki i opłaty,
- b) odbiorcy o rocznym zużyciu energii do 20 MWh; z uwzględnieniem wszystkich podatków i opłat,
- c) odbiorcy o rocznym zużyciu energii w zakresie 20 000 MWh do 69 999 MWh – bez podatków i opłat.

Na tle Unii Europejskiej ceny energii elektrycznej w Polsce w 2022 roku można zaliczyć do jednych z najniższych. Najwyższe ceny energii elektrycznej zarówno w przypadku wszystkich odbiorców (rys. 7a), jak również odbiorców o rocznym zużyciu energii w zakresie do 20 MWh (rys. 7b), osiągnęły w Danii i we Włoszech. Poziom tych cen był dwukrotnie wyższy od tych osiągniętych w Polsce. W przypadku odbiorców o rocznym zużyciu energii w zakresie 20 000–69 999 MWh (rys. 7c), najwyższe ceny osiągnęły w Bułgarii i Grecji. Na dodatek były one trzykrotnie wyższe od cen energii elektrycznej w Polsce.



Podsumowanie

Rok 2022 przyniósł niewielkie zmiany, nastąpił mały, 0,5% spadek produkcji oraz ok. 2% spadek zużycia energii elektrycznej po znaczącym wzroście produkcji i zużycia energii w kraju w roku 2021. W 2022 r. Polska pierwszy raz od 2016 r. wróciła na pozycję eksportera energii elektrycznej. Eksport przewyższył import o prawie 1700 GWh. Po pierwszych sześciu miesiącach 2023 r. eksport energii elektrycznej z Polski zmalał w stosunku rocznym o 44% i spadł do 5 TWh. Jedną z przyczyn spadku atrakcyjności polskiej energii dla krajów ościennych były wyższe ceny energii na rynku polskim.

Handel energią w znacznej części w Polsce odbywa się za pomocą TGE. Główne kontrakty to RTT i RDN. Zarówno na rynku RTT, jak i RDN zanotowano spadek obrotów. Spadek ten wyniósł na rynku RTT 8%, a na rynku RDN 43%. Po ośmiu miesiącach 2023 r. wielkość obrotów na RDN wzrosła w stosunku rocznym o 76%, a na rynku RTT spadła o 35%. W latach 2021–2022 ceny w kontraktach: Base, Peak i Offpeak na RDN znajdowały się w tendencji wzrastającej osiągając w 2022 r. poziom: 808 zł/MWh w kontraktach Base, 853 zł/MWh w kontraktach Peak i 732 zł/MWh w przypadku kontraktów Offpeak. W latach 2019–2022 największą zmienność ceny na rynku RDN osiągnęły w roku 2021.

W latach 2019–2021 ceny energii elektrycznej dla polskich gospodarstw domowych były niższe od średniej UE27 o 0,06–0,08 EUR/kWh. Jednakże największe różnice wystąpiły w 2022 r., w którym polskie gospodarstwa domowe płaciły o 0,11–0,12 EUR/kWh mniej niż średnio w całej Unii Europejskiej.

W odniesieniu do krajów UE27 ceny energii elektrycznej w Polsce, które odnotowano w 2022 r., można zaliczyć do jednych z najniższych. Najwyższe ceny energii elektrycznej – zarówno w przypadku wszystkich odbiorców, jak również odbiorców o rocznym zużyciu energii do 20 MWh – osiągnęły w Danii i we Włoszech. Poziom tych cen był dwukrotnie wyższy od tych osiągniętych w Polsce. W przypadku odbiorców o rocznym zużyciu energii w zakresie 20 000–69 999 MWh, najwyższe ceny osiągnęły w Bułgarii i Grecji. Na dodatek były one trzykrotnie wyższe od cen energii elektrycznej w Polsce.

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

Rys. 7. Porównanie średnich cen energii elektrycznej dla wybranych grup odbiorców w krajach Unii Europejskiej; a) wszyscy odbiorcy, wszyscy odbiorcy, ceny uwzględniają wszystkie podatki i opłaty, b) odbiorcy o rocznym zużyciu energii w zakresie do 20 MWh; z uwzględnieniem wszystkich podatków i opłat, c) odbiorcy o rocznym zużyciu energii w zakresie od 20 000 do 69 999 MWh – bez podatków i opłat
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Eurostat 2023)

Fig. 7. Comparison of average electricity prices for selected customer groups in EU countries; a) all customers, prices include all taxes and fees, b) customers with annual energy consumption in the range up to 20 MWh; including all taxes and charges, c) customers with annual energy consumption in the range 20,000 to 69,999 MWh – excluding taxes and charges

Literatura

- ARE 2020–2023 – Statystyka elektroenergetyki polskiej. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, wydania z lat 2020–2023.
- ARE 2023a – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektro-energetycznego. II kwartały 2023. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 76 s.
- ARE 2022a – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektro-energetycznego. II kwartały 2022. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 76 s.
- GUS 2020–2023 – Gospodarka paliwowo-energetyczna. Wyd. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, wydania z lat 2020–2023.
- IMGW 2023 – Instytut meteorologii i gospodarki wodnej. Dane publiczne. [Online] <https://danepubliczne.imgw.pl/datastore> [Dostęp: 17.12.2023].
- 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.
- Stala-Szlugaj, K. 2023 – Wyzwania dla odbiorców indywidualnych w świetle aktualnej sytuacji geopolitycznej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 1(111), s. 31–42, DOI: 10.33223/zn/2023/03.
- Eurostat 2023 – Eurostat – An official website of the European Union. [Online] <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [Dostęp: 15.09.2023].
- MF 2022 – Ministerstwo Finansów RP. Tarcza Antyinflacyjna 2.0. [Online] <https://www.gov.pl/web/finanse/tarcza-antyinflacyjna-20-zlagodzi-skutki-inflacji-i-zmniejszy-jej-koszty-dla-polakow> [Dostęp: 18.01.2022].
- TGE 2023a – Towarowa Giełda Energii. Dane. [Online] <https://tge.pl/energia-elektryczna-rdn> [Dostęp: 10.10.2023].
- TGE 2023b – Towarowa Giełda Energii. Raporty miesięczne z lat 2019–2023. [Online] <https://tge.pl/dane-statystyczne> [Dostęp: 10.10.2023].

Ceny energii elektrycznej: Polska vs UE

Słowa kluczowe: cena energii elektrycznej, podaż, popyt, Polska, UE

Streszczenie: Po znaczącym wzroście produkcji i zużycia energii w kraju w roku 2021, rok 2022 przyniósł niewielkie zmiany (*r/r*) – nastąpił 0,5% spadek produkcji oraz ok. 2% spadek zużycia. Spadek generacji w elektrowniach gazowych i węglowych został zrekompensowany dużym wzrostem w elektrowniach wiatrowych i słonecznych. Polska pierwszy raz od 2016 r. wróciła na pozycję eksportera energii elektrycznej (eksport przewyższył import o prawie 1700 GWh).

W Polsce sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA. Najważniejszymi rynkami są Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz Rynek Towarowy Terminowy (RTT). W 2022 r. wolumen obrotów wyniósł 141 TWh, malejąc o 37% w stosunku do roku wcześniejszego, a obroty na rynku spot obniżyły się (*r/r*) o 9% a na rynku RDN zmalały względem roku wcześniejszego o 16%. Po ośmiu miesiącach 2023 r. wielkość obrotów na RDN wzrosła w stosunku rocznym o 76%, a na rynku RTT spadła o 35%. Na cenę energii elektrycznej wpływa wiele czynników, wśród których istotną rolę odgrywa m.in. cena zużytego paliwa do jej wytworzenia, a także cena uprawnień do emisji CO₂. Ceny uprawnień do emisji zmieniają się w granicach 80–90 EUR. W rozdziale przedstawiono porównanie średnich cen energii elektrycznej dla wybranych grup odbiorców w krajach Unii Europejskiej. Do porównania wybrano trzy grupy odbiorców finalnych, dla których są już dostępne dane za 2022 r.: (i) wszyscy odbiorcy, ceny uwzględniają wszystkie podatki i opłaty, (ii) odbiorcy o rocznym zużyciu energii do 20 MWh; z uwzględnieniem wszystkich podatków i opłat, (iii) odbiorcy o rocznym zużyciu energii w zakresie 20 000 do 69 999 MWh – bez podatków i opłat. Na tle Unii Europejskiej ceny energii elektrycznej w Polsce w 2022 roku można zaliczyć do jednych z najniższych. Najwyższe ceny były w Danii, których poziom był wyższy o około 60–70% od średniej ceny dla całej UE27. Natomiast w przypadku Polski ceny średnie energii elektrycznej w Polsce były 1,1–1,7-krotnie niższe od średniej Unijnej.

Electricity prices: Poland vs EU

Keywords: electricity price, supply, demand, Poland, EU

Abstract: After a significant increase in energy production and consumption in the country in 2021, 2022 brought minor changes (y/y) – there was a 0.5% decrease in production and an approximately 2% decrease in consumption. The decline in generation from gas and coal-fired power plants was offset by large increases in wind and solar power plants. For the first time since 2016, Poland returned to the position of an electricity exporter (exports exceeded imports by almost 1,700 GWh).

In Poland, the sale and purchase of electricity on the Polish energy market takes place primarily on the energy exchange operated by TGE SA. The most important markets are the Day Ahead Market (DAM) and the Forward Commodity Market (RTT). In 2022, the turnover volume amounted to 141 TWh, decreasing by 37% compared to the previous year, and the turnover on the spot market decreased (y/y) by 9% and on the DAM market decreased by 16% compared to the previous year. After eight months of 2023, the turnover on the DAM market increased by 76% year-on-year, and on the CRT market it decreased by 35%. The price of electricity is influenced by many factors, among which an important role is played by, among others: the price of the fuel used to produce it, as well as the price of CO₂ emission allowances. Prices of emission allowances vary between EUR 80–90. The chapter presents a comparison of average electricity prices for selected groups of consumers in European Union countries. Three groups of final customers were selected for comparison, for which data for 2022 is already available: (i) all recipients whose prices include all taxes and fees, (ii) customers with annual energy consumption in the range of up to 20 MWh; including all taxes and fees, (iii) customers with annual energy consumption in the range of 20,000 MWh to 69,999 MWh – net of taxes and fees. Compared to the European Union, electricity prices in Poland in 2022 can be considered one of the lowest. The highest prices were in Denmark, which were approximately 60–70% higher than the average price for the entire EU27. However, in the case of Poland, average electricity prices in Poland were 1.1–1.7 times lower than the EU average.

Radosław SZCZERBOWSKI¹

Stan obecny i przyszłość ciepłownictwa w Polsce

Wprowadzenie

Jesteśmy świadkami dynamicznych zmian, które zachodzą w polskiej energetyce i ciepłownictwie, które wynikają przede wszystkim z transformacji sektora i konieczności dostosowania się do nowych wymogów rynkowych, prawnych oraz w głównej mierze środowiskowych. W związku z tymi zmianami, kogeneracja w Polsce musi stawić czoła wielu wyzwaniom, szczególnie w obliczu zmieniającej się sytuacji społeczno-gospodarczej. Można zauważyć, że coraz wyraźniej kształt energetyki i ciepłownictwa zależy od uwarunkowań środowiskowych, troski o czyste powietrze i poszukiwania skutecznych rozwiązań pozwalających obniżyć koszty produkcji energii elektrycznej i ciepła. Polskie ciepłownictwo czeka w najbliższych latach wielkie zmiany. Wynika to w głównej mierze z ograniczeń w dostępie do paliw kopalnych, coraz bardziej zaostrzających się przepisów związanych z polityką klimatyczną, a ponadto wydarzenia w światowej gospodarce spowodowane pandemią oraz wojną w Ukrainie powodują, że przyspieszenie transformacji ciepłowniczej wydaje się konieczne.

Produkcja ciepła w Polsce jest w znaczącym stopniu uzależniona od węgla. Ciepłownie systemowe spalają co roku prawie kilkanaście milionów ton tego surowca, dlatego w najbliższych latach ten sektor nieuchronnie czeka na przechodzenie na technologie nisko- i zeroemisyjne. Jest to tym bardziej istotne, ponieważ jesteśmy drugim co do wielkości rynkiem ciepła systemowego w Unii Europejskiej. Łączna długość sieci ciepłowniczej w Polsce wynosi prawie 22 tys. km. Ciepłownictwo systemowe stanowi jedną czwartą całego krajowego rynku ciepła, z którego korzysta około 16 mln Polaków.

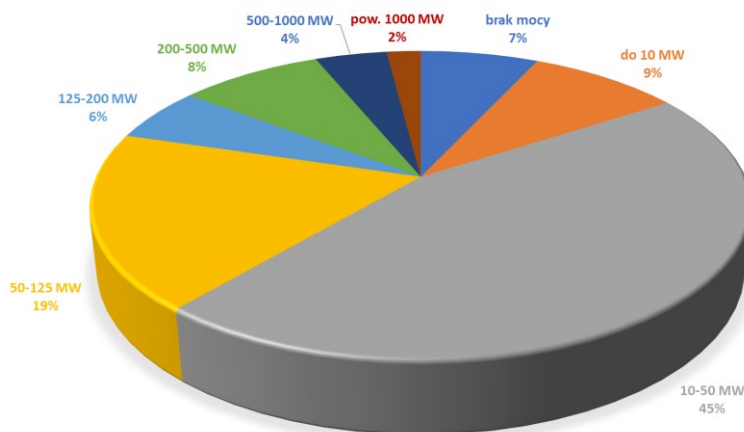
W lipcu 2021 r. Komisja Europejska opublikowała pakiet zmian legislacyjnych zatytułowany *Fit for 55*, który jest częścią Europejskiego Zielonego Ładu (EGD 2019), przedsta-

¹ Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Poznań;
ORCID iD: 0000-0001-8262-683X; e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

wionego pod koniec 2019 roku założenia zawarte w tym dokumencie mają przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej przez Wspólnotę w najbliższych 30 latach. Według tych zapisów, do 2030 r. emisje gazów cieplarnianych mają być zmniejszone o 55% względem 1990 r., a do 2050 r. UE ma być całkowicie neutralna dla klimatu. Proponowane założenia regulacyjne odnoszą się m.in. do sektora energetycznego, w tym systemów ciepłowniczych. Polityka energetyczna Polski skupiała się dotychczas głównie na dekarbonizacji sektora elektroenergetyki, zapominając o rozwoju systemów ciepłowniczych. Natomiast wiele regulacji prawnych na poziomie europejskim ma bardzo istotne implikacje dla sektora ciepłownictwa, który w dłuższej perspektywie wymaga znacznego obniżenia emisyjności miks paliwowygo wykorzystywanego do produkcji ciepła.

1. Ciepłownictwo w Polsce

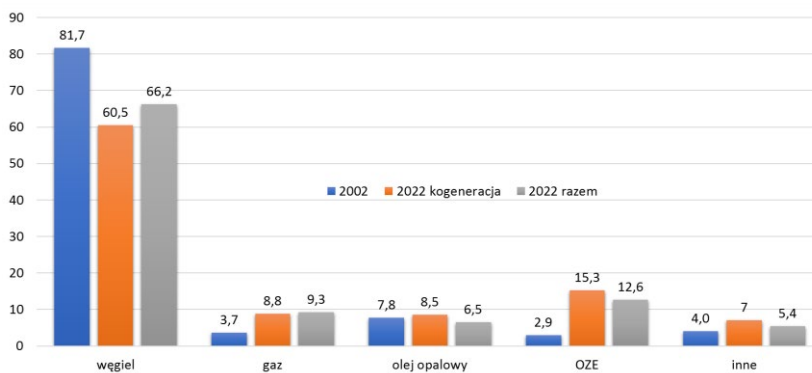
Sektor ciepła w Polsce charakteryzuje się bardzo dużym zróżnicowaniem pod wieloma względami. Według dostępnych danych (URE 2023), na koniec 2022 r. w Polsce funkcjonowały 392 koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, przesyłania i dystrybucji ciepła lub dokonujące obrotu ciepłem. Różnią się one wielkością, posiadaną infrastrukturą wytwórczą i sieciową lub chociażby charakterystyką odbiorców. Moc zainstalowana w systemach ciepłowniczych wynosi ponad 53 GW, a łączna długość sieci ciepłowniczych przekroczyła 22,5 tys. km. Przedsiębiorstwa ciepłownicze wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości. Największy udział stanowią źródła o mocy do 50 MW (rys. 1). Tylko osiem przedsiębiorstw dysponuje mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą 1000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowi około 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Przedsiębiorstwa te prowadzą



Rys. 1. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (URE 2023)

Fig. 1. Structure of district heating companies by installed capacity [MW] in heat sources in 2022

także działalność w zakresie produkcji energii elektrycznej. Obecnie w sektorze ciepłownictwa koncesjonowanego nadal dominują paliwa węglowe, których udział w 2022 r. stanowił 66,2% paliw zużywanych w źródłach ciepła (rys. 2). Od 2002 r. udział paliw węglowych obniżył się o 15,5 p.p., zaobserwowano natomiast wzrost udziału paliw gazowych o 5,6 p.p. i odnawialnych źródeł energii o 9,7 p.p. W Europie dominującym paliwem zużywanym do produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych jest obecnie biomasa i biogaz (36% udziału) oraz gaz ziemny (27% udziału). Warto również zauważyć coraz większe znaczenie odpadów komunalnych oraz ciepła odpadowego w produkcji ciepła (DHC 2023).



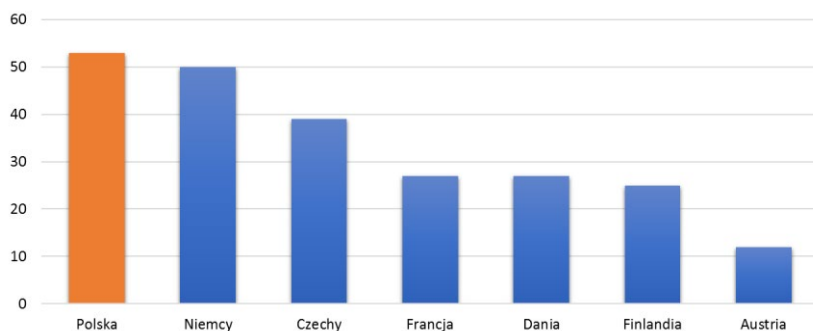
Rys. 2. Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła w 2002 i 2022 r. oraz do produkcji ciepła w kogeneracji w 2022 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (URE 2023)

Fig. 2. Structure of fuels consumed for heat production in 2002 and 2022, and for heat production in cogeneration in 2022

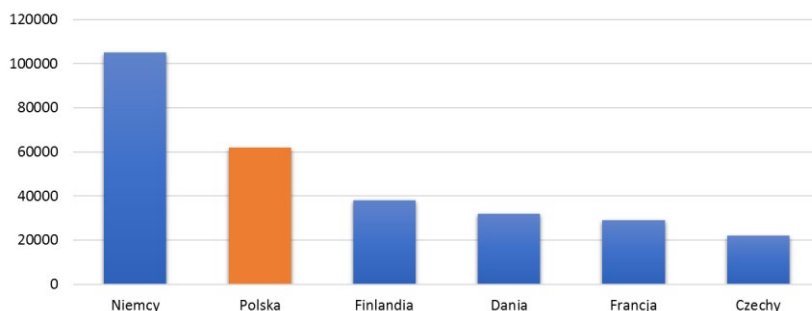
Zgodnie z obowiązującą definicją efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy jest to taki system, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się: co najmniej 50% energii ze źródeł odnawialnych lub co najmniej 50% ciepła odpadowego, lub co najmniej 75% ciepła pochodzącego z kogeneracji, lub co najmniej w 50% połączenie takiej energii i ciepła. W Polsce wciąż zdecydowaną większość systemów ciepłowniczych stanowią systemy nieefektywne energetycznie. Według danych z 2019 r. udział systemów efektywnych energetycznie stanowi ok. 10% ogólnej liczby systemów ciepłowniczych. Są to przede wszystkim duże systemy ciepłownicze, które zaopatrują w ciepło aglomeracje miejskie. Podstawowym czynnikiem, który powoduje taki właśnie efekt jest charakter polskich sieci ciepłowniczych. W Polsce aglomeracje miejskie są ogrzewane oraz zasilane w ciepło na potrzeby ciepłej wody użytkowej przez disponujące wysokimi mocami wytwórczymi duże systemy ciepłownicze (Analiza 2022).

Porównując polski system ciepłowniczy z systemami krajów europejskich, można zauważyć, że Polska należy do liderów w zakresie mocy zainstalowanej (rys. 3), sprzedaży ciepła sieciowego (rys. 4) oraz długości sieci ciepłowniczych (rys. 5).



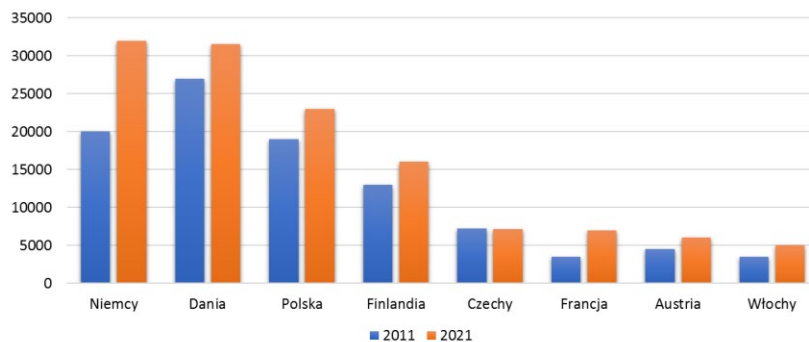
Rys. 3. Zainstalowana moc ciepłownicza (GW) w wybranych krajach europejskich w 2021 r.
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (DHC 2023)

Fig. 3. Installed district heating capacity (GW) in selected European countries in 2021



Rys. 4. Sprzedaż ciepła sieciowego (GWh) w wybranych krajach europejskich w 2021 r.
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (DHC 2023)

Fig. 4. District heating sales (GWh) in selected European countries in 2021



Rys. 5. Długość sieci ciepłowniczych (km) w wybranych krajach europejskich w 2011 oraz 2021 r.
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (DHC 2023)

Fig. 5. Length of district heating grids (km) in selected European countries in 2011 and 2021

2. Regulacje prawne dotyczące ciepłownictwa

Analizując zmiany, które zachodzą w sektorze energetycznym, można zauważyć rosnącą rolę regulacji Unii Europejskiej, która wywiera coraz większy wpływ na funkcjonowanie rynku energetycznego w tym ciepłownictwa. Wraz z nowymi regulacjami na poziomie europejskim pojawiają się zmiany w polityce energetycznej krajów, które określają przyszłe kierunki działań. Stabilna polityka energetyczna oraz stworzone na jej podstawie regulacje prawne powinny gwarantować bezpieczeństwo energetyczne oraz wskazywać perspektywy rozwoju sektora ciepłowniczego w długiej perspektywie.

Regulacje Europejskie odnoszące się do sektora energetycznego, w tym także do systemów ciepłowniczych, zawarto w kilku podstawowych dokumentach w ramach pakietu *Fit for 55*, które są kluczowymi elementami Europejskiego Zielonego Ładu (*European Green Deal*) jednej z najbardziej kompleksowych strategii Unii Europejskiej w zakresie ochrony środowiska oraz przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym (EGD 2019). W tym pakiecie znalazła się dyrektywa o odnawialnych źródłach energii (RED III 2023), dyrektywa o efektywności energetycznej (EED 2023) oraz dyrektywa dotycząca handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS 2023). W świetle dokumentów zawartych w pakiecie *Fit for 55* konieczne będzie podjęcie zdecydowanych działań zmierzających głównie do dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego.

Zgodnie z nowelizacją dyrektywy o odnawialnych źródłach energii (RED III 2023) należy zintensyfikować działania w obszarze rozbudowy infrastruktury sieci ciepłowniczych oraz w kierunku zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła. Nowelizacja wskazuje wzrost udziału OZE i ciepła odpadowego do 2,3 p.p. rocznie, dla każdego państwa członkowskiego, w tym dla Polski.

Nowelizacja dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (EED 2023) ustanawia nową definicję efektywnego systemu ciepłowniczego. Zgodnie z tą definicją do dnia 31 grudnia 2027 r. efektywny system ciepłowniczy to system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% połączenie takiej energii i ciepła. W kolejnych etapach, których daty wyznaczono na 1 stycznia 2028 r., 1 stycznia 2035 r., 1 stycznia 2040 r., 1 stycznia 2045 r. coraz większy będzie musiał być udział odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji. Docelowo od 1 stycznia 2050 r. efektywny system ciepłowniczy to będzie system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

Zapisy zawarte w nowelizacji dyrektywy o handlu emisjami (EU ETS 2023) mają zachęcić do zintensyfikowania działań i inwestycji niezbędnych do dekarbonizacji systemów ciepłowniczych w celu znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. i osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r.

Pod koniec 2019 r. polski rząd przyjął *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPnREiK 2019). W dokumencie tym Polska zadeklarowała osiągnięcie do 2030 r. przynajmniej 21–23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (łącznie

w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe). Założono, że w perspektywie 2030 r. udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie będzie zwiększał się o 1,1 pkt proc. średniorocznie, tj. do poziomu około 28,4%.

2 lutego 2021 r. Rada Ministrów zatwierdziła *Politykę energetyczną Polski do 2040 r.* (PEP 2021), w której wskazano kierunki rozwoju sektora energetycznego. Celem Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. jest przede wszystkim bezpieczeństwo energetyczne, ponadto przedstawiono osiem kierunków polityki podzielonych na obszary i dodatkowo uszczegółowionych przez dwanaście projektów strategicznych. Stanowią one rozszerzenie listy projektów *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju* (Strategia 2017) z obszaru *Energia*, w tym między innymi rozwój odnawialnych źródeł energii, rozwój ciepłownictwa i kogeneracji, poprawę efektywności energetycznej.

3. Perspektywiczne technologie w systemach ciepłowniczych

Charakterystyka systemów ciepłowniczych w Polsce oraz ich wielkość pod względem mocy zainstalowanej w źródłach w istotnej mierze wpływać będzie na zakres ich transformacji oraz możliwości wykorzystania źródeł odnawialnych. Trudno sobie dziś wyobrazić rozległe systemy ciepłownicze, które zasilają duże aglomeracje miejskie w 100% wykorzystujące odnawialne źródła energii. W okresie przejściowym jednostki kogeneracyjne wykorzystujące węgiel zostaną zastąpione blokami zasilanymi paliwami gazowymi, co zresztą w wielu przypadkach już ma miejsce. Alternatywą dla mniejszych jednostek węglowych będzie z pewnością wykorzystanie biomasy. Już teraz wydaje się, że transformacja dużych systemów ciepłowniczych będzie związana z koniecznością budowy mniejszych rozproszonych źródeł ciepła, które docelowo będą tworzyły nowe systemy ciepłownicze.

W wielu krajach europejskich już obecnie proponowane są nowoczesne rozwiązania techniczne, które z powodzeniem zasilają lokalne systemy ciepłownicze. Realizowane są one w różnej skali od małych, o mocach rzędu kilowatów, do dużych, wielkoskalowych źródeł ciepła. Rozwiązania techniczne, jakie będą mogły być wykorzystane w przyszłościowych systemach ciepłowniczych, to między innymi: układy kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym, a w przyszłości innymi gazami (biogazem, biometanem, biowodorem), instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych, źródła geotermalne, wielkoskalowe farmy kolektorów słonecznych z magazynami ciepła współpracujące z dużymi pompami ciepła, układy kogeneracyjne opalane biomasą i zasilane biogazem lub wodorem, ogniwa paliwowe wysokotemperaturowe, z których możliwy będzie odzysk ciepła. Powiązanie systemu elektroenergetycznego, z dużym nadmiarem mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych, pozwoli na wykorzystanie nadmiarowej energii elektrycznej do zasilania systemów ciepłowniczych. Zatem pojawi się kolejna możliwość w postaci elektryfikacji ciepłownictwa z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.

Wszystkie te działania będą możliwe, jeśli za rozwojem nowych źródeł ciepła rozwijana będzie technologia i modernizacja sieci ciepłowniczych w kierunku sieci niskotemperaturowych. Pozwoli to na efektywne wykorzystanie energii odpadowej i ze źródeł odnawialnych,

jednak wraz z obniżeniem parametrów temperatury wody w sieci ciepłowniczej z obecnego poziomu 135/70°C do 65/40°C, konieczne będzie dostosowanie instalacji odbiorczych w budynkach (Analiza 2022).

Podsumowanie

Dynamiczne zmiany, które zachodzą w energetyce, sprawiają, że również sektor ciepłowniczy w Polsce wymaga znacznej transformacji. Modernizacja ciepłownictwa powinna być realizowana w sposób przemyślany z uwzględnieniem aspektów bezpieczeństwa energetycznego, którego sektor ciepłowniczy jest ważnym elementem. W publicznej debacie o bezpiecznym i sprawnym funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego w Polsce nie wspomina się o ciepłownictwie systemowym jako zasobie energetycznym. Również najnowsze założenia do Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., nie zawierają dyskusji dotyczących możliwych korzyści płynących z integracji sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa. Pozostaje jednak pytanie, jaka będzie rola sektora ciepłownictwa w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w kontekście odejścia od węgla i gazu i rosnącej roli źródeł odnawialnych wykorzystywanych do produkcji ciepła, a co za tym idzie: transformacji dużych systemów ciepłowniczych w źródła rozproszone.

Identyfikacja krajowego sektora ciepłowniczego wskazuje, że perspektywie najbliższych kilku lat, nadal oparty on będzie na ciepłowniach i elektrociepłowniach węglowych z coraz większym udziałem gazu jako paliwa. Jednak konieczne będzie w najbliższych latach odejście oraz uniezależnienie od paliw kopalnych. Ale bardzo ważnym elementem prowadzonej transformacji musi być uwzględnienie lokalnej specyfiki tego sektora, który jest charakterystyczny dla polskiego rynku energii w przeciwieństwie do wielu krajów europejskich.

Źródła OZE są czystymi źródłami energii i w dłuższej perspektywie z pewnością będą nabierać znaczenia w sektorze ciepłowniczym. Wydaje się, że coraz większy udział odnawialnych źródeł ciepła oraz elektryfikacja sektora ciepłowniczego to przyszłość. Warto jednak zwrócić uwagę, że o ile wymiana źródła ciepła w domu jednorodzinnym nie stanowi większego problemu, to budowa jednostki wytwórczej, której zadaniem jest dostarczanie ciepła do systemu ciepłowniczego obsługującego tysiące mieszkańców może być znacznie większym wyzwaniem inwestycyjnym. Wsłuchując się w głos instytucji unijnych, można bardzo często odnieść wrażenie, że transformacja tak dużych systemów ciepłowniczych, które są w Polsce, będzie możliwa przez wykorzystanie pomp ciepła i likwidację sieci ciepłowniczych.

Wybór nowych technologii możliwych do zastosowania w danym systemie ciepłowniczym zależy od wielu czynników. Jednym z nich będzie dostępność konkretnego źródła OZE w danej lokalizacji. Kolejnym wielkość, rozległość systemu ciepłowniczego oraz ilość odbiorców. Im system ciepłowniczy będzie większy, tym ilość dostępnych technologii, które będą mogły w nim pracować, będzie mniejsza na obecnym etapie komercyjnej dostępności. Dlatego nie da się w prosty sposób określić jednego uniwersalnego miksu paliwowego dla systemów ciepłowniczych. Wśród wielu źródeł ciepła w przyszłości wydaje się, że ciepło ze spalania odpadów komunalnych, ciepło odpadowe z procesów energetycznych, energia geotermalna, systemowe pompy ciepła, biomasa i biogaz czy też duże systemy produkcji ciepła

z promieniowania słonecznego będą stanowiły podstawę do tworzenia nowych rozwiązań. O możliwości ich wykorzystania decydować będą lokalne zasoby.

Sektor ciepłowniczy w Polsce będzie musiał w najbliższych latach być coraz bardziej „zielony”, ale proces ten musi się odbywać w sposób zrównoważony i przyjazny dla odbiorców końcowych, zwłaszcza w aspekcie ekonomicznym. W przeciwnym przypadku koszty produkowanego ciepła będą wysokie i mogą nie być akceptowalne społecznie.

Literatura

- Analiza 2022 – Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu „Fit for 55” – Analiza Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Kwiecień 2022. [Online] <https://ptez.pl/raporty/dekarbonizacja-cieplownictwa-systemowego-w-polsce-w-swietle-pakietu-fit-for-55/> [Dostęp: 10.12.2023].
- DHC 2023 – DHC Market Outlook Insights & Trends, Euroheat & Power 2023. [Online] https://api.euroheat.org/uploads/DHC_Market_Outlook_Insights_Trends_2023_81498577a7.pdf [Dostęp: 10.12.2023].
- EED 2023 – Dyrektywa 2023/1791 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955. [Online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791> [Dostęp: 10.12.2023].
- EGD 2019 – European Green Deal – Europejski Zielony Ład. Komisja Europejska. [Online] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl [Dostęp: 10.10.2022].
- EU ETS 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: 10.12.2023].
- KPnREiK 2019 – Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu> [Dostęp: 10.10.2022].
- PEP 2021 – Polityka energetyczna Polski do 2040. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 10.10.2023].
- RED III 2023 – Dyrektywa 2023/2413 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 października 2023 r. [Online] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202302413 [Dostęp: 15.12.2023].
- Strategia 2017 – Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. [Online] <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/informacje-o-strategii-na-rzecz-odpowiedzialnego-rozwoju> [Dostęp: 10.10.2023].
- URE 2023 – Energetyka ciepła w liczbach – 2022. URE, Warszawa 2023.

Stan obecny i przyszłość ciepłownictwa w Polsce

Słowa kluczowe: polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, systemy ciepłownicze, odnawialne źródła energii, regulacje prawne

Streszczenie: W Polsce funkcjonuje prawie 400 przedsiębiorstw ciepłowniczych, wśród których są zarówno nowoczesne elektrociepłownie, jak i lokalne ciepłownie od wielu lat niemodernizowane. Polska posiada jedną z najbardziej rozwiniętych sieci ciepłowniczych w Europie, a ciepłownictwo ma wielki potencjał rozwojowy i z pewnością odegra ważną rolę w transformacji energetycznej. Wszystkie te scentralizowane systemy ciepłownicze obsługują prawie 16 mln odbiorców ciepła. Niemniej jednak ciepłownictwo w Polsce znajduje się w bardzo trudnej sytuacji. Rosnące i niestabilne ceny paliw w ostatnich latach sprawiają, że wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych boryka się z trudnościami, na to nakładają się coraz wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂. Wszystko to sprawia, że znaczna część przedsiębiorstw jest na skraju bankructwa. Ciepło to dobro podstawowe i trudno sobie wyobrazić upadek zakładów ciepłowniczych i związany z tym brak dostaw ciepła do odbiorców. Przedsiębiorstwa ciepłownicze stoją przed poważnymi wyzwaniami związanymi z restrukturyzacją sektora ciepłowniczego. Konieczność dekarbonizacji ciepłownictwa wynika także z potrzeby dostosowania infrastruktury do wymogów środowiskowych Unii Europejskiej. Europejskie ramy regulacyjne odnoszące się do sektora energetycznego, w tym także do systemów ciepłowniczych, zawarte zostały w wielu dokumentach, między innymi w Pakiecie *Fit for 55* oraz w dyrektywie RED III, która dotyczy odnawialnych źródeł energii. Dostosowanie systemów ciepłowniczych do wymogów regu-

lacji unijnych będzie wymagać zmian w infrastrukturze wytwórczej, sieciach ciepłowniczych oraz inwestycji w zakresie modernizacji instalacji odbiorczych. Konieczne jest zatem opracowanie spójnej i kompleksowej strategii modernizacji ciepłownictwa, tak aby systemy ciepłownicze mogły w przyszłości w sposób bezpieczny dostarczać ciepło do odbiorców i jednocześnie stać się efektywne energetycznie. W rozdziale przedstawiono aktualny stan ciepłownictwa w Polsce, podstawowe regulacje prawne, które mają wpływ na konieczność zmian w ciepłownictwie. Przedstawiono także rozwiązania, które kraje europejskie wykorzystują w swoich systemach ciepłowniczych, jako przykład możliwych do implementacji w polskich systemach ciepłowniczych.

The current state and future of the heating sector in Poland

Keywords: energy policy, energy security, district heating systems, renewable energy sources, law regulations

Abstract: There are almost 400 district heating companies in Poland, including both modern combined heat and power plants and local heating plants that have not been modernized for many years. Poland has one of the most developed district heating networks in Europe, and district heating has great development potential and will certainly play an important role in the energy transition. All of these centralized district heating systems serve nearly 15 million heat consumers. Rising and unstable fuel prices in recent years have left many district heating companies in difficulties, compounded by the ever-increasing cost of CO₂ emission allowances. All this means that a significant number of companies are on the verge of bankruptcy. Heat is a basic good, and it is hard to imagine the collapse of district heating companies and the resulting lack of heat supply to consumers. District heating companies face serious challenges in restructuring the heating sector. The necessity to decarbonize district heating is also driven by the need to bring the infrastructure in line with European Union environmental requirements. The European regulatory framework relating to the energy sector, including district heating systems, is contained in a number of documents, including the "Fit for 55" Package and the RED II Directive, which deals with renewable energy sources. Adapting district heating systems to the requirements of EU regulations will require changes in generation infrastructure, district heating networks and investments in upgrading consumer installations. It is therefore necessary to develop a coherent and comprehensive strategy for the modernization of district heating, so that district heating systems can safely supply heat to consumers in the future and at the same time become energy efficient. The chapter presents the current state of district heating in Poland, the basic legal regulations that affect the need for changes in district heating. It also presents solutions that European countries use in their district heating systems, as an example of possible implementation in Polish district heating systems.

Andrzej P. SIKORA¹

„Jeśli chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest, wszystko się musi zmienić”*. Dekarbonizacja Unii Europejskiej a boom łupkowego NGL

Użycie technologii szczelinowania hydraulicznego, znanej już w latach 40. XX wieku, udoskonalenie i dostosowanie jej do warunków geologicznych, zmieniło światowe rynki węglowodorów. Początkowo gaz z łupków, a dziś głównie ropa naftowa z łupków wraz ze stowarzyszonym wydobyciem gazów, zmieniły na dobre przemysł naftowy. Ostatnie lata przyniosły strukturalne zmiany nie tylko w optyce wydobycia, logistyki, handlu, ale także przerobu (wykorzystania) węglowodorów.

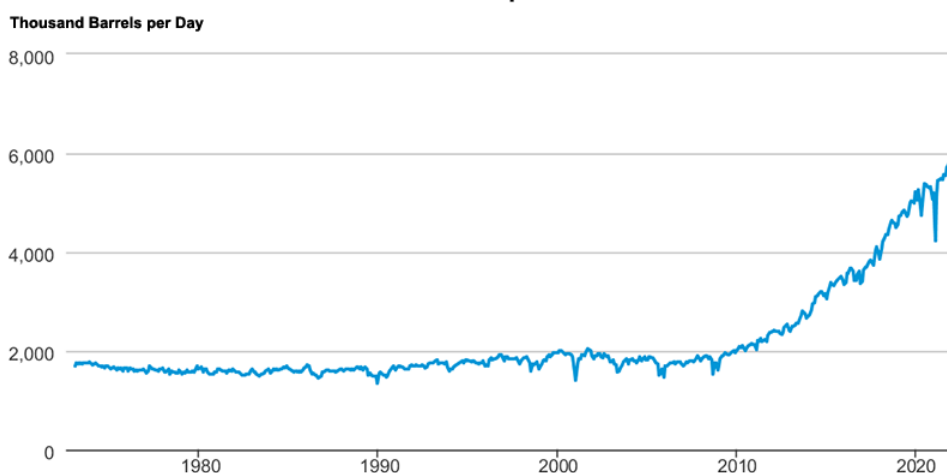
Chcę skonkludować, zebrać ostatnie 20 lat doświadczeń dla NGL – ang. *Natural Gas Liquids* – jak zwyczajowo nazywamy metan, etan, propan, butan, izobutan, pentan. W Polsce, purysta powie, że to kondensat gazu ziemnego (nie mylić z metanem), zwany także po skropleniu płynnym „gazem ziemnym”, który jest właśnie mieszaniną ciekłych węglowodorów o małej gęstości, które są obecne jako składniki gazowe w surowym gazie ziemnym wydobywanym z wielu złóż gazu ziemnego, bardzo często jako produkt stowarzyszony z wydobyciem ropy naftowej. (Warto przypomnieć, że popularne w Polsce LPG ang. *Liquefied Petroleum Gas* to mieszanina tylko propanu i butanu tylko. LPG – gazol był pierwotnie ubocznym produktem rafinacji ropy naftowej). Rewolucja dla NGL zaczęła się wraz z łupkami amerykańskimi i powrotem do szczelinowania hydraulicznego. Od tego czasu w samych Stanach wydobycie sięgnęło ok. 6 mln baryłek dziennie (rys. 1). (Dla porównania Orlen w Płocku przerabia ok. 280 tys. baryłek ropy naftowej dziennie). Wiele czynników napędza wzrost wydobycia NGL. Także to, że większość wierceń ma na celu przede wszystkim wydobycie ropy naftowej, a w większości basenów skoncentrowanych na ropie naftowej doświadczają się coraz wyższych stosunków zawartości gazu do ropy (GOR – ang. *Gas to Oil Ratio*). Wyższe GOR oznaczają więcej powiązane z wydobyciem ropy gazu ziemnego – a w wielu

* Giuseppe Tomasi di Lampedusa, *Gepard*, tłum. S. Kasprzyśiak.

¹ Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Warszawa;
ORCID iD: 0000-0002-0610-3583; e-mail: andrzej.sikora@ise.com.pl

basenach ten wydobywany niejako „przy okazji” gaz jest silnie nasycony NGL. Wzrostowi wydobycia NGL w USA w ciągu ostatniej półtorej dekady towarzyszyła ogromna rozbudowa infrastruktury związanej z NGL: od systemów gromadzenia/magazynowania gazu i zakładów przetwarzania gazu, po dedykowane rurociągi NGL, urządzenia frakcjonujące, czy czystą petrochemię zużywającą etan, także propan w krakingach parowych (linie etan-etylen-polietylen; propan-propylen-polipropylen), budowanych wzdłuż wybrzeża Zatoki Meksykańskiej (i w zachodniej Pensylwanii) oraz terminale eksportowe zdolne do załadunku i wysyłania etanu, propanu, butanu i także naturalnej benzyny. A przecież miliardy dolarów wydawano równoległe na infrastrukturę dla skraplania gazu ziemnego, szczególnie w Australii, Malezji czy krajach Zatoki Perskiej no i także w Rosji.

U.S. Natural Gas Liquid Production



Source: Energy Information Administration

Rys. 1. Wydobycie/produkcja NGL w Stanach Zjednoczonych [tys. boe/d]
Źródło: EIA (www.eia.gov)

Fig. 1. U.S. NGL production/output [thousand boe/d]

Szeroko opisywany boom łupkowy (Sikora A.P. i Sikora M.P. 2018) w USA zwiększył wskaźniki wydobycia wyższych węglowodorów jak etan, propan, butan, obok gazu ziemnego (NGL), a wydobyte NGL jest pozytywnie powiązane z ceną ropy naftowej.

Stosunek cen ropy naftowej do gazu ziemnego jest miarą względnej wartości węglowodorów w postaci ciekłej (np. ropy naftowej) i węglowodorów w postaci gazowej (np. gazu ziemnego). Przyjmuje się, że wskaźnik ten oblicza się, dzieląc cenę ropy naftowej w dolarach za baryłkę (\$/Bbl) przez gaz ziemny w dolarach na milion BTU (\$/MMBtu). Statystyki podawane przez RBN Energy (RBN Energy; Braziel 2020) wykorzystują cenę kontraktu *futures* na ropę CME/NYMEX w Cushing w porównaniu z ceną gazu ziemnego w Henry Hub. Wskaźnik ten jest doskonałym wskaźnikiem dynamiki rynku ropy naftowej i gazu w USA, rynku, który staje się najważniejszym eksporterem węglowodorów m.in. do Europy, ale także dla Azji.

Gdy wskaźnik ten jest wysoki (wskaźnik dzienny osiągnął rekordowy poziom 53,6X w dniu 19 kwietnia 2012 r.), oznacza to, że ropa naftowa jest warta znacznie więcej niż gaz ziemny. Producenci są wtedy zmotywowani do przesunięcia budżetów upstream (geologiczno-wiertniczo-poszukiwawczych) z gazu ziemnego na ropę naftową. W ostatnich kilku latach różnica między ceną metanu (gazu ziemnego) a NGL (na które znacznie bardziej wpływają ceny ropy) ma tendencję do powiększania się, poprawiając wolumenty przetwarzania gazu ziemnego (w tym odchodzenie od flarowania, tj. spalania nadmiaru gazu ziemnego z szybów naftowych, gdy nie można go ekonomicznie przechowywać i wysłać). Gdy wskaźnik jest niski, wydobycie gazów (NGL) jest wyższe w stosunku do ropy i przeciwne parametry ekonomiczno-techniczne wpływają na rynki węglowodorów.

Dzieje się tak dlatego, że wraz ze spadkiem ceny rynkowej ropy naftowej, czy gazu firmy petrochemiczne rozszerzają swoją ofertę zakupową właśnie o „niepotrzebne”, złożowe Natural Gas Liquids, kompensując w ten sposób utracone przychody z ropy naftowej, budując swoje marże – najczęściej w petrochemii.

Revolucja łupkowa dokonała znacznego postępu w technologiach, które obejmują wykorzystanie wody lub cieczy pod wysokim ciśnieniem do ekstrakcji gazu, kondensatu czy ropy naftowej. W rezultacie produkcja NGL – ciekłych pochodnych gazu ziemnego stale rośnie. W rzeczywistości NGL zapewniają wielu producentom gazu ziemnego dodatkowy strumień dochodów, który może pomóc w dywersyfikacji ich przychodów.

Wyzwaniem związanym z NGL jest to, że są one droższe w obsłudze, przechowywaniu czy transporcie w porównaniu z produktami rafinowanymi, ponieważ NGL wymagają wysokiego ciśnienia lub niskiej temperatury, aby były utrzymywane w stanie ciekłym, gotowe do wysyłki i przetworzenia. NGL są również wysoce łatwopalne i wymagają użycia specjalistycznej logistyki jak: cystern-ciężarówek, statków i zbiorników magazynowych.

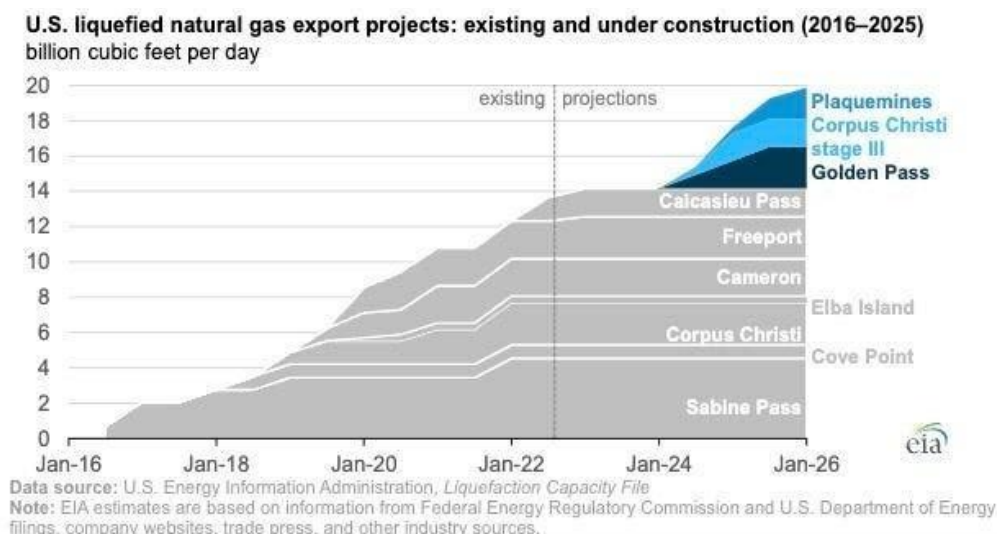
Zmienność składu płynnego gazu ziemnego nieco ogranicza liczbę rynków dostępnych do ich wykorzystania, gdyż najtaniej byłoby przetwarzać je lokalnie i wraz ze wzrostem wydobycia, rośnie również zapotrzebowanie na zakłady przetwórcze, które oddzielają NGL od gazu ziemnego.

W tekście (Biały i in. 2019) podniesiono, że „(...) W przemyśle chemicznym propan i butan (obok etanu, ale także nafty i gasoila) mają przede wszystkim zastosowanie w produkcji olefin. Pozostałe zastosowania propanu (pochodne chloru i kwasu azotowego, lub jako propellant w aerozolach), mają znaczenie marginalne i w praktyce nie wpływają na poziom światowej konsumpcji. Natomiast popyt na NGL wykazywany przez branżę petrochemiczną, w decydującym stopniu zależy od wzajemnego kształtowania się cen pomiędzy poszczególnymi surowcami do produkcji olefin. Z uwagi na coraz większe ilości NGL na rynku światowym oraz korzystne relacje cenowe, jego wykorzystanie w ostatnich latach rośnie. I tu może być brane pod rozwagę kolejne nowe otwarcie dla krakerów parowych nie tylko w USA, ale być może także w Europie, oczywiście mając na uwadze to, że ceny ropy naftowej przez następną dekadę będą na podobnym poziomie jak dzisiaj. (...) W przemyśle petrochemicznym to przede wszystkim różnorodność trendów wpływa na rozwój rynku. Zapotrzebowanie na produkty petrochemiczne obejmuje pochodne monomerów, w tym etylen, propylen, butadien i związki aromatyczne takie jak benzen i paraksylen. I to demografia, czyli wzrost liczebności populacji jest kluczowym czynnikiem rozwoju.

Do roku 2040 spodziewamy się, że na świecie pojawi się ok. 9,5 miliarda ludzi to o 2 mld więcej niż dzisiaj. Rośnie także poziom konsumpcji. Przyjmuje się, że dochód 12–14 USD na dzień – to granica, od której człowiek zaczyna być konsumentem/odbiorcą dla petrochemii. Nawet jeśli stopa konsumpcji na mieszkańca w sektorze petrochemicznym pozostanie niezmienną (wzrost liczebności klas średnich) to sam wzrost ludności na Ziemi daje olbrzymi potencjał do konsumowanych produktów znacznie bardziej przetworzonych. Zapotrzebowanie „na petrochemię” powoduje zwiększenie czynników sprzyjających nowoczesnemu mieszkaniu zarówno w przypadku towarów trwałych, takich jak chłodziarki i samochody, jak i towarów nietrwałych, takich jak opakowania. Łączny wzrost konsumpcji i liczby ludności napędza stale rosnący popyt na produkty petrochemiczne, a wzrost powinien utrzymać się przez co najmniej 2040 r.” (Biały i in. 2019).

Propan, butan (LPG) to paliwo, ale przed wszystkim surowiec energetyczny, a ostatnio dzięki zakładom chemicznym Police i uruchamianej instalacji odwodornienia propanu to dobrze znany w Polsce także surowiec petrochemiczny. Powstaje pytanie, czy nadwyżki z wydobycia amerykańskiego etanu staną się przedmiotem znacznego amerykańskiego eksportu?

Według najnowszych miesięcznych danych Agencji Informacji Energetycznej (ang. *U.S. Energy Information Administration* – EIA) całkowity eksport etanu z USA wynosił średnio 500 000 boe/d w okresie od stycznia do kwietnia 2023 r, co stanowi wzrost o zaledwie 14 000 boe/d w porównaniu z tym samym okresem w 2022 r. Cytowane dane wskazują, że musimy brać pod uwagę popyt petrochemiczny, który jest miejscem przeznaczenia prawie wszystkich odzyskanych strumieni etanu. Szacujemy, że amerykańskie krakery parowe pracują obecnie na poziomie lub powyżej 90% wykorzystania i zużywają około 2,1 mln boe/d etanu. To zdecydowanie przyczynia się do rozwoju lokalnego rynku etanu, zabierając wo-



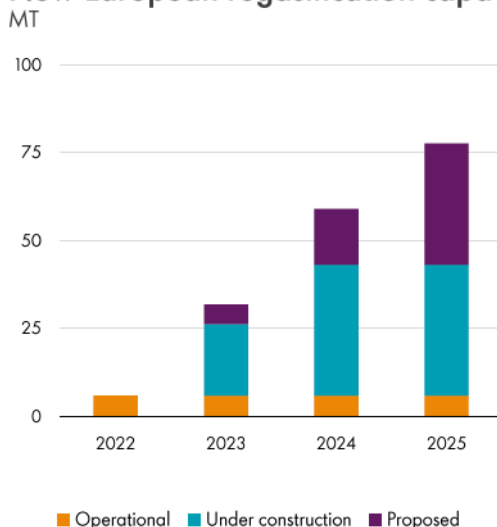
Rys. 2. Produkcja LNG w Stanach Zjednoczonych z projekcją do 2026 r. [tys. boe/d]
Źródło: EIA (www.eia.gov)

Fig. 2. U.S. LNG production with projection to 2026 [thousand boe/d]

lumeny z eksportu. Kiedy popatrzymy dalej na amerykańską prognozę rozwoju zdolności skraplających dla metanu, to widzimy, że już w 2026 r. USA będą największym producentem i eksporterem LNG, a zdolności eksportowe zwiększą się w tym terminie praktycznie o ¼. Podobna skala eksportu musi być brana pod uwagę także dla wyższych węglowodorów.

Podobnie ma się sprawa ze zdolnościami regazyfikacyjnymi w Europie. Według cytowanych danych (rys. 3) (Shell LNG OUTLOOK 2023) import LNG w Europie wzrósł o 50 mln ton w 2022 r. do 127,5 mln t (+65%). Prognozowany europejski na 2023 r. import LNG jest mniej więcej na takim samym poziomie jak w 2022 roku. Zgodnie z prognozą taka dynamika i wysoki poziom importu LNG do Europy utrzyma się do 2030 r., choć będzie ograniczany przez dostępność infrastruktury w perspektywie średnioterminowej.

New European regasification capacity



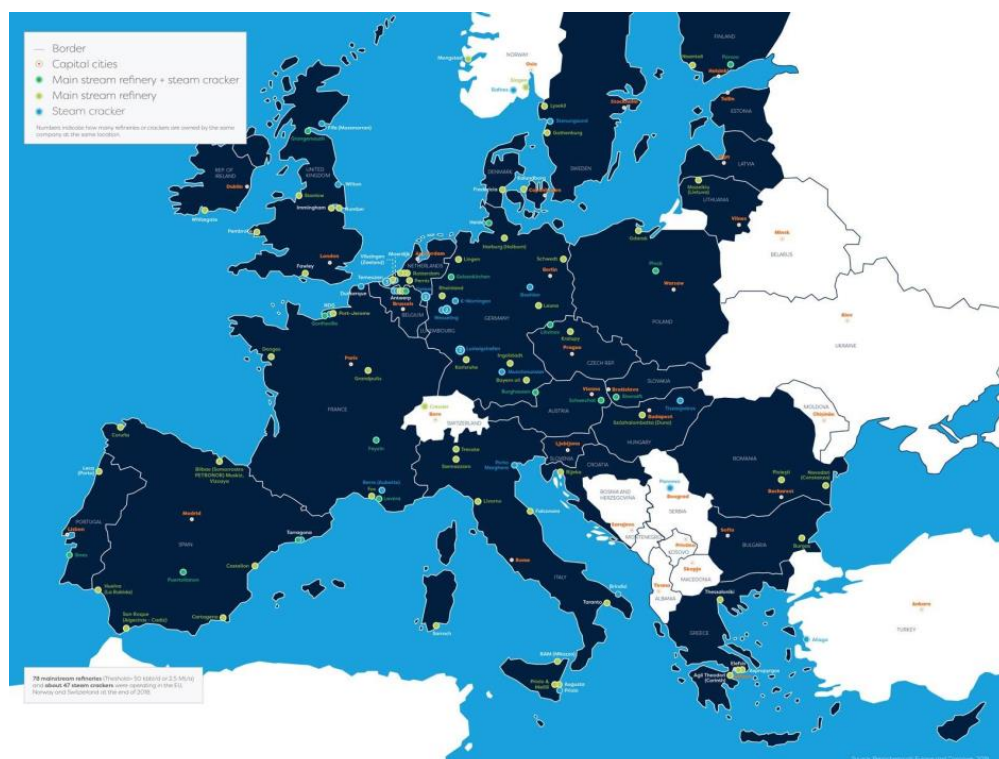
Rys. 3. Nowe zdolności regazyfikacyjne LNG w Europie do 2025 r. [mln t]
Źródło: Shell LNG OUTLOOK 2023

Fig. 3. New LNG regasification capacities in Europe by 2025

Autorzy (Biały i in. 2020) opisali wyzwania stojące przed europejskim przemysłem chemicznym wobec nowych strategii ograniczania emisji ditlenku węgla (CO_2) i metanu, wykorzystania zielonego wodoru. W przywołanym już wyżej tekście (Biały i in. 2019) opisano krakery parowe wykorzystujące w Europie nadwyżki amerykańskiego przemysłu wydobywczego.

Warto podkreślić, że ten boom na bezpośrednie wykorzystanie etanu i propanu do produkcji poliolefin wcale nie słabnie. Najlepszym przykładem jest ostatnio zaanonsowana inwestycja grupy chemicznej INEOS znana jako „PROJECT ONE”. Nowy kraker etylenowy, który będzie zlokalizowany w Antwerpii w Belgii oraz będzie miał najniższy ślad węglowy ze wszystkich europejskich krakerów (pięć razy lepszy niż najgorszy w Europie i dwa razy

lepszy niż obecnie najlepszy). Zakład będzie mógł pracować wykorzystując niskoemisyjny wodór, a także z wychwytywaniem ditlenku węgla. Gdy tylko wystarczająca ilość zielonego wodoru stanie się dostępna, kraker ten będzie miał zerowy ślad węglowy. Projekt ONE jest częścią planu inwestycyjnego o wartości 4 mld EUR dla portu w Antwerpii. Kraker będzie produkował etylen, niezbędny surowiec do szerokiej gamy produktów obecnych w naszym codziennym życiu. Obejmują one chemię przemysłową, izolacje i tworzywa sztuczne także dla przemysłu samochodowego, dla medycyny, opieki zdrowotnej i higieny żywności, a także do technologii wytwarzania energii odnawialnej (por. Shell LNG OUTLOOK 2023; Petrochemical Europe 2019; McIntyre 2023).



Rys. 4. Lokalizacja petrochemii i krakerów parowych w Europie

Źródło: Petrochemical Europe 2023

Rys. 4. Location of petrochemicals and steam crackers in Europe

Dekarbonizacja UE

Polityka energetyczna i przewidywane odejście od węglowodorów powinno spowodować, że zapotrzebowanie na duże jednostki olefinowe i poliolefinowe zmniejszy się w ciągu najbliższych 20–25 lat z powodu przejścia na recykling mechaniczny i chemiczny plastików. Należy brać pod uwagę, że surowcami do produkcji polimerów staną się odpady z tworzyw sztucznych, a nie jak dotychczas etylen (etan) i propylen (propan). Pozostaje pytanie o koniecz-

ne, „uzupełniające” ilości benzyny krakingowej (ciężkiej), które jak na przykład w planowej obecnie rozbudowie petrochemii w Gdańsku, będą jednak wymagane (także dla istniejących krakerów – tak jak zakład petrochemiczny Płock). Benzyna ta, można to sobie wyobrazić, będzie dostarczana przez zakłady lokalne z recyklingu odpadów z chemikaliów. I wreszcie, co nie mniej ważne, surowce do produkcji produktów petrochemicznych w konwencjonalny sposób będą coraz mniej dostępne w miarę zamykania rafinerii. Rafinerie są zmuszone do zamykania z powodu elektryfikacji transportu drogowego i mniejszej efektywności produkcji. W jaki sposób dojdziemy do zrównoważonej przyszłości, jest w dużej mierze nieznane oraz w tym tkwi szansa dla wszystkich genialnych chemików i inżynierów. Niektóre procesy i technologie, które nas tam doprowadzą, prawdopodobnie nie zostały nawet wynalezione, nie mówiąc już o komercjalizacji. Daje to ogromny potencjał do zarabiania pieniędzy na innowacjach (Richardson 2021; Middleton 2021). Redukcja emisji CO₂ oznacza dzisiaj zastąpienie paliwa metanowego z procesu alternatywnymi paliwami o niższej zawartości węgla, takimi jak wodór lub wykorzystanie w procesie zielonej energii elektrycznej. Podczas gdy emisje CO₂ można zredukować do zera, wykorzystując 100% zielonego wodoru lub zielonej energii elektrycznej do ogrzewania, to ślad węglowy związany z wytwarzaniem wodoru lub energii elektrycznej musi być dokładnie oceniony, ponieważ mogą one przekroczyć wielkość śladu węglowego wynikającego wprost ze spalania metanu.

Unia Europejska wprowadzając Europejski Zielony Ład pokazuje ambitny plany bycia klimatycznie neutralną do 2050 r. W ocenie europejskiego stowarzyszenia przemysłu chemicznego CEFIC „(...) Osiągnięcie tego celu będzie możliwe tylko dzięki opracowanym przez naszą branżę rozwiązaniom w zakresie gospodarki klimatycznej i cyrkularnej. Przemysł chemiczny jest niezbędny dla silnej i zrównoważonej gospodarki Europy przyszłości, ponieważ chemikalia są obecne w prawie każdym strategicznym łańcuchu wartości. Stoimy jednak przed ogromnym wyzwaniem, aby wdrożyć niezbędne ogromne zmiany w transformacji energetycznej i modelach biznesowych. Przemysł wzywa do „sektorowego Zielonego Ładu dla przemysłu chemicznego”: konsolidacji wszystkich odpowiednich polityk, w tym chemikaliów, handlu, podatków, egzekwowania przepisów i konkurencji, tak aby służyły temu samemu celowi, którym jest przyciągnięcie inwestycji do Europy i stworzenie rynków dla produktów o obiegu zamkniętym i niskoemisyjnych opracowywanych przez przemysł” (CEFIC 2023).

Podsumowanie

Ludzkość, szczególnie Europa, stoi przed wielkim wyzwaniem, jakim jest znalezienie efektywnych energetycznie nowych technologii dla zrównoważonej gospodarki i odnawialnych, nieemisyjnych źródeł energii. Rewolucja łupkowa dała źródła węglowodorów dla bezrafineryjnego produkowania poliolefin, tworzyw, bez których trudno wyobrazić sobie dziś świat. Jednakże, świat musi nauczyć się przetwarzać powtórnie wykorzystywane poliolefiny, musi doprowadzić do gospodarki obiegu zamkniętego. Niektóre procesy i technologie, które nas tam doprowadzą, prawdopodobnie nie zostały nawet wynalezione, nie mówiąc już o komercjalizacji. Świat stoi otworem przed innowatorami.

Literatura

- [Online] www.eia.gov [Dostęp: 18.12.2023].
- Biały i in. 2019 – Biały, R., Janusz, P., Łaciak, M., Sikora, A., Sikora, M. i Szurlej A. 2019 – Petrochemia staje się siłą napędową wykorzystania ropy naftowej i odbiorcą nadwyżek gazu płynnego. *Przemysł Chemiczny* 97(12), s. 2056–2060, DOI: 10.15199/62.2018.12.13.
- Biały i in. 2020 – Biały, R., Potempa, M., Sikora, A. i Szurlej, A. 2020 – Wyzwania stojące przed europejskim przemysłem chemicznym w kontekście unijnej strategii wodorowej. *Przemysł Chemiczny* 99(8), s. 1101–1105, DOI: 10.15199/62.2020.8.1.
- Braziel, R. 2020 – Ratio Ga Ga? Crude-To-Gas Ratio Hits Six-Year High Of 30X - Ramifications For Oil, Gas And NGLs. [Online] <https://rbnenergy.com/ratio-ga-ga-crude-to-gas-ratio-hits-six-year-high-of-30x-ramifications-for-oil-gas-and-nxls> [Dostęp: 18.12.2023].
- CEFIC 2023 – How Can Europe’s Chemical Industry Help Deliver On The Green Deal? [Online] <https://cefic.org/policy-matters/chemical-industry-green-deal/how-can-europes-chemical-industry-help-deliver-on-the-green-deal/> [Dostęp: 18.12.2023].
- Hendel i in. 2015 – Hendel, J., Kuczyński, Sz. i Sikora, A. 2015 – Shale gas revolution in Poland – challenges with replication of the US success. *Recent Advances in Environmental and Earth Sciences and Economics*, s. 22–31. [Online] <http://www.inase.org/library/2015/zakynthos/bypaper/ENG/ENG-02.pdf> [Dostęp: 18.12.2023].
- McIntyre, J. 2023 – Project ONE: The greenest cracker in Europe. Valve World Publisher. [Online] <https://valve-world.net/project-one-the-greenest-cracker-in-europe/> [Dostęp: 18.12.2023].
- Middleton, J. 2021 – Decarbonisation of steam crackers. [Online] <https://decarbonisationtechnology.com/article/1/decarbonisation-of-steam-crackers/> [Dostęp: 18.12.2023].
- Petrochemical Europe 2019 – Refineries and steam crackers in EU-28. [Online] <https://www.petrochemistry.eu/about-petrochemistry/petrochemicals-facts-and-figures/maps-refineries-and-crackers/> [Dostęp: 18.12.2023].
- Petrochemical Europe 2023 – [Online] www.petrochemistry.eu [Dostęp: 18.12.2023].
- RBN Energy – [Online] <https://rbnenergy.com/data-flow/766909> [Dostęp: 18.12.2023].
- Richardson, J. 2021 – Why it is obvious few, in any, conventional steam crackers will start-up after 2030. [Online] <https://www.icis.com/asian-chemical-connections/2021/02/why-it-is-obvious-few-in-any-conventional-steam-crackers-will-start-up-after-2030/> [Dostęp: 18.12.2023].
- Shell LNG OUTLOOK 2023. [Online] www.shell.com [Dostęp: 18.12.2023].
- Sikora, A.P. i Sikora, M.P. 2018 – Skroplony gaz ziemny towarem, który zmienia energetyczne oblicze świata. Perspektywa dla Polski i dla polskiej chemii. *Przemysł Chemiczny* 97(6), s. 823–828, DOI: 10.15199/62.2018.6.1.

„Jeśli chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest, wszystko się musi zmienić”. Dekarbonizacja Unii Europejskiej a boom łupkowego NGL

Słowa kluczowe: metan, wodór, gaz ziemny, skroplony gaz ziemny, LNG, NGL, poszukiwanie, wydobycie, cena, ryzyko, kraker parowy

Streszczenie: W niniejszym rozdziale podjęto próbę opisu wpływu rewolucji łupkowej na rynek tzw. *Natural Gas Liquids* (etan, propan, butan, izobutan, pentan). Opisano szanse i wyzwania stojące przed rozwojem petrochemii opartej na krakerach parowych w Europie. Omówiono stosunek cen ropy naftowej do gazu ziemnego jako miarę względnej wartości węglowodorów w postaci ciekłej (np. ropy naftowej) i węglowodorów w postaci gazowej (np. gazu ziemnego). Rewolucja łupkowa dokonała znacznego postępu w technologiach, które obejmują wykorzystanie wody lub cieczy pod wysokim ciśnieniem do ekstrakcji gazu, kondensatu czy ropy naftowej. W rezultacie produkcja NGL – ciekłych pochodnych gazu ziemnego, stale rośnie. Wyzwaniem związanym z NGL jest to, że są one droższe w obsłudze, przechowywaniu czy transporcie w porównaniu z produktami rafinowanymi, ponieważ NGL wymagają wysokiego ciśnienia lub niskiej temperatury, aby były utrzymywane w stanie ciekłym, gotowe do wysyłki i przetworzenia. NGL są również wysoce łatwopalne i wymagają użycia specjalistycznej logistyki jak: system-ciężarówek, statków i zbiorników magazynowych. Polityka energetyczna i przewidywane odejście od węglowodorów powinno spowodować, że zapotrzebowanie na duże jednostki olefinowe i poliolefinowe zmniejszy się w ciągu najbliższych 20–25 lat z powodu przejścia na recykling mechaniczny i chemiczny plastików. Należy brać pod uwagę, że surowcami do produkcji polimerów staną się odpady z tworzyw sztucznych a nie jak dotychczas etylen (etan) i propylen (propan). Unia Europejska wprowadzając Europejski Zielony Ład pokazuje ambitny plany bycia klima-

tycznie neutralną do 2050 roku. Osiągnięcie tego celu będzie możliwe tylko dzięki nowym, opracowanym przez branżę petrochemiczną rozwiązaniom w zakresie gospodarki klimatycznej i cyrkularnej. Przemysł chemiczny jest niezbędny dla silnej i zrównoważonej gospodarki Europy przyszłości, ponieważ chemikalia są obecne w prawie każdym strategicznym łańcuchu wartości.

“If we want everything to stay the way it is, everything has to change”.
Decarbonisation of the European Union and the shale NGL boom

Keywords: methane, hydrogen, natural gas, liquefied natural gas, LNG, NGL, exploration, extraction, price, risk, steam cracker

Abstract: The chapter attempts to describe the impact of the shale revolution on the market of the so-called Natural Gas Liquids (ethane, propane, butane, isobutane, pentane). The opportunities and challenges facing the development of steam cracker-based petrochemistry in Europe are described. The ratio of crude oil prices to natural gas is discussed as a measure of the relative value of hydrocarbons in liquid form (e.g. crude oil) and hydrocarbons in gaseous form (e.g. natural gas). The shale revolution has made significant advances in technologies that include the use of high-pressure water or liquids to extract gas, condensate or crude oil. As a result, the production of NGL – liquid derivatives of natural gas – is constantly increasing. The challenge with NGLs is that they are more expensive to handle, store or transport compared to refined products because NGLs require high pressure or low temperature to be kept liquid, ready for shipment and processing. NGLs are also highly flammable and require the use of specialized logistics such as tank-trucks, ships and storage tanks. Energy policy and the anticipated move away from hydrocarbons should reduce the demand for large olefin and polyolefin units over the next 20–25 years due to the shift to mechanical and chemical recycling of plastics. It should be taken into account that the raw materials for the production of polymers will be plastic waste and not ethylene (ethane) and propylene (propane) as before. By introducing the European Green Deal, the European Union shows ambitious plans to be climate neutral by 2050. Achieving this goal will only be possible thanks to new solutions developed by the petrochemical industry in the field of climate and circular economy. The chemical industry is essential for a strong and sustainable European economy of the future, as chemicals are present in almost every strategic value chain.

Mateusz RYBARZ¹

Transformacja energetyczna jako katalizator zmian strukturalnych w gospodarce

Wprowadzenie

Produkcja energii elektrycznej na świecie jest obecnie kształtowana przez dynamicznie rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, metody produkcji oraz cele dotyczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Globalny trend wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, napędzany czynnikami demograficznymi i ekonomicznymi, stawia przed światowym sektorem energetycznym wyzwania związane z zaspokajaniem rosnących potrzeb przy jednoczesnym dążeniu do zrównoważonej produkcji. Wyniki analizy danych historycznych ukazują zróżnicowanie podejścia do produkcji energii elektrycznej, zarówno na poziomie globalnym, jak i w kontekście Unii Europejskiej. Różnice te wynikają z regionalnych uwarunkowań demograficznych, polityki energetycznej i ekonomicznych priorytetów.

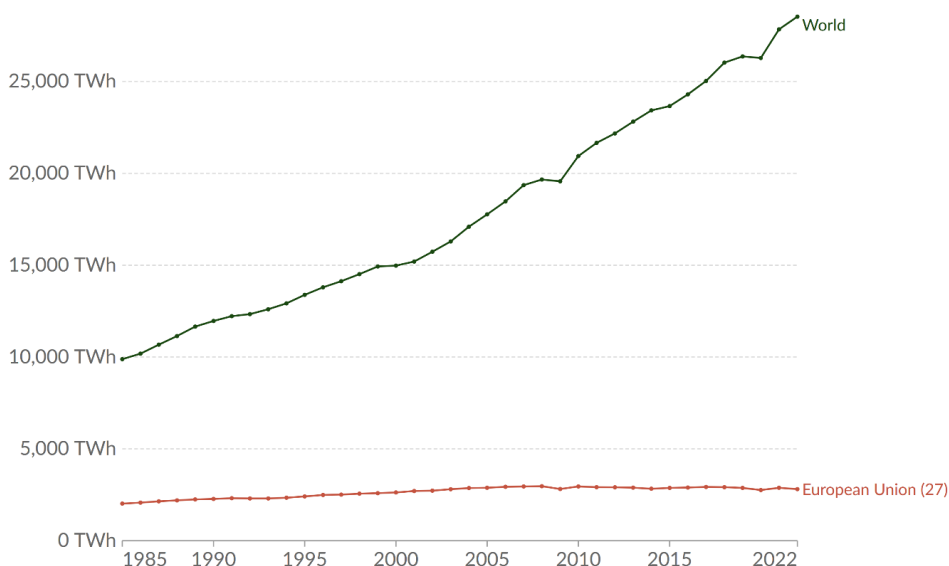
1. Produkcja energii elektrycznej na świecie

Globalny trend w produkcji energii elektrycznej na świecie jest związany z rosnącym zapotrzebowaniem na energię. Głównymi czynnikami wpływającymi na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną są czynniki demograficzne oraz gospodarcze. W 2018 roku światowa populacja osiągnęła 7,63 miliarda, co stanowi wzrost o 77% w porównaniu z poziomem 4,30 miliarda w 1978 roku. Równocześnie globalny Produkt Krajowy Brutto (PKB) zwiększył się z 26 301 miliardów dolarów w 1978 roku do 82 635 miliardów dolarów w 2010 roku, co oznacza trzykrotne zwiększenie przy średniej rocznej stopie wzrostu wynoszącej 2,9% (Kober i in. 2020).

¹ Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach, ZOK-TECH Sp. z o.o., Jastrzębie-Zdrój;
ORCID iD: 0000-0001-5004-5336; e-mail: mateusz.rybarz@edu.uekat.pl

Niestety, pomimo wzrostu produkcji energii elektrycznej, ciągle duża liczba ludności jest pozbawiona jej dostępu, ze względu na fakt, że przyrost liczby ludności jest większy niż liczba nowych przyłączy elektroenergetycznych (Panos i in. 2016). W porównaniu z rokiem 2000, kiedy to prawie połowa populacji pozbawiona dostępu do energii mieszkała w Azji Południowej, obecne dane wskazują, że Afryka Subsaharyjska jest teraz domem dla trzech czwartych światowej populacji, które pozostają poza zasięgiem sieci elektrycznych (Ritchie i in. 2023).

Perspektywa Unii Europejskiej nie manifestuje ewidentnych tendencji wzrostu produkcji energii elektrycznej. Pomimo obserwowanego wzrostu gospodarczego w regionie, europejski sektor energetyczny nie zanotował odpowiedniego zwiększenia produkcji energii elektrycznej. Gospodarka Unii Europejskiej przejawia skłonność do redukcji swojego zapotrzebowania na energię. W kontekście tych zjawisk, brak jednoznacznej korelacji między wzrostem gospodarczym a produkcją energii elektrycznej we wskazanym obszarze ukazuje złożoność i wieloaspektowość czynników kształtujących europejski sektor energetyczny. Analizując dane historyczne (rys. 1), w 1985 roku światowa produkcja energii elektrycznej wynosiła około 8000 TWh, z czego UE generowała około 2000 TWh. W 2022 roku światowa produkcja energii elektrycznej przekroczyła 20 000 TWh, natomiast produkcja w UE utrzymała się na poziomie około 2000 TWh. Zauważalne jest, że produkcja światowa wzrosła o ponad 150% w ciągu 37 lat, podczas gdy produkcja w UE zwiększyła się jedynie o około 10%. Ponadto, udział UE w światowej produkcji energii elektrycznej zmniejszył się z około 25% w 1985 roku do około 10% w 2022 roku, co podkreśla ograniczone zaangażowanie Unii Europejskiej w dynamiczny wzrost globalnej produkcji energetycznej.

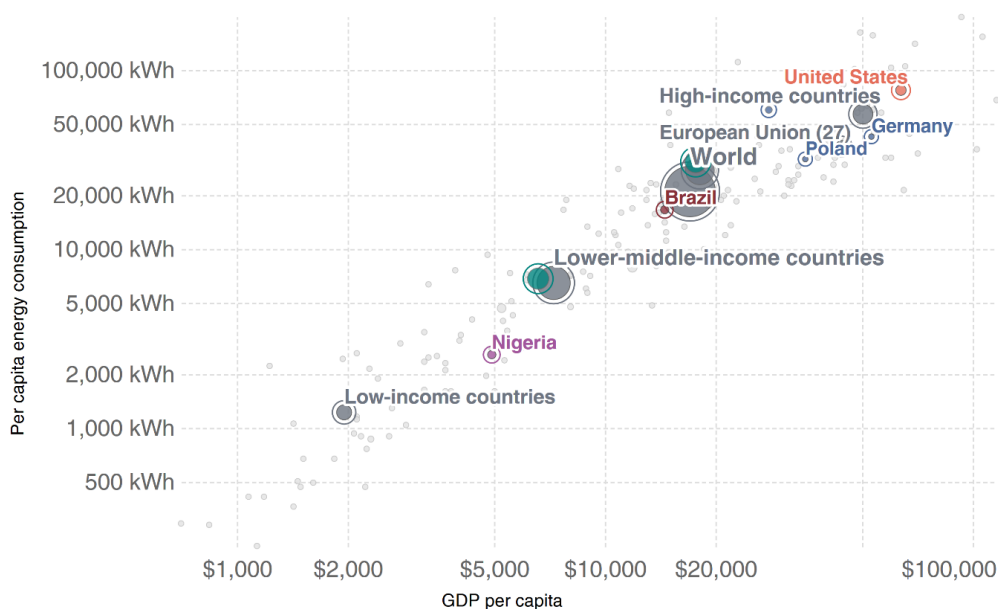


Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej na świecie i w Unii Europejskiej w latach 1985–2022

Źródło: Electricity generation 2023

Fig. 1. Electricity generation in the world and European Union (27) from 1985 to 2022

Prognozowany wzrost liczby ludności na świecie do poziomu 8,5 miliarda w 2030 roku, 9,7 miliarda w 2050 roku, a ostatecznie osiągnięcie szczytu na poziomie około 10,4 miliarda w okolicach 2080 roku (Dorling 2021), generuje znaczne wyzwania w kontekście globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Dynamiczny wzrost liczby ludności na świecie wymaga dostarczania odpowiedniej ilości energii elektrycznej, zwłaszcza w przypadku, kiedy społeczeństwa będą dążyć do rozwoju społecznego i gospodarczego. W miarę wzrostu Produktu Krajowego Brutto (PKB) na skalę światową, zauważalny jest silny związek między wielkością PKB per capita a produkcją energii elektrycznej. Wyższe poziomy PKB są nieodłącznie związane z większymi potrzebami energetycznymi, ponieważ rozwijające się gospodarki i rosnące społeczeństwa uzależnione są od dostępu do nieprzerwanego źródła energii elektrycznej.



Rys. 2. Zużycie energii per capita i PKB per capita w 2021 roku

Źródło: Energy use per person vs. GDP per capita 2023

Fig. 2. Energy use per person vs. GDP per capita, 2021

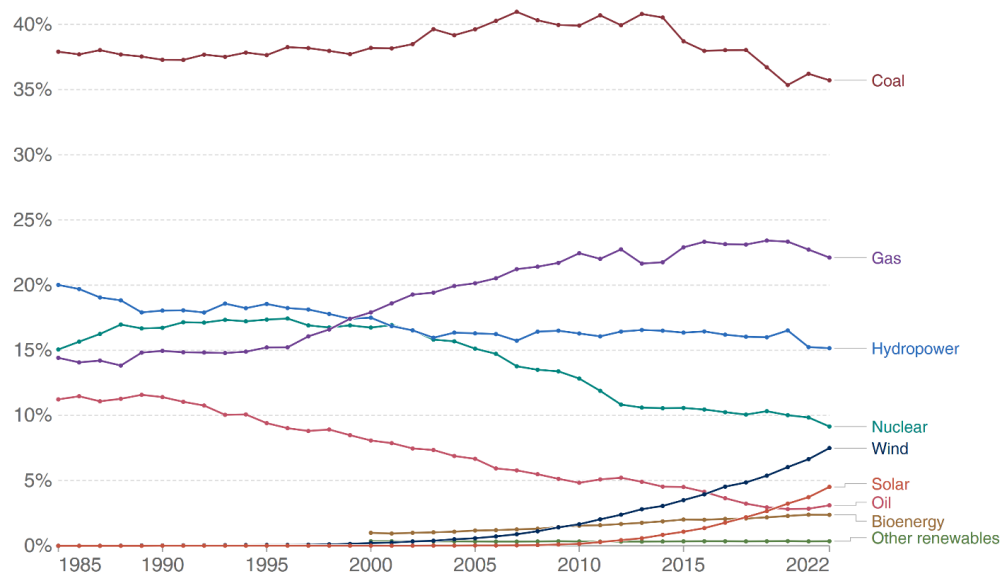
Na wykresie (rys. 2), ilustrującym relację między zużyciem energii elektrycznej per capita a wartością PKB per capita w 2021 roku widać, że państwa charakteryzujące się wysokimi dochodami, takie jak Stany Zjednoczone i kraje Unii Europejskiej, notują zarówno wyższe PKB na jednego mieszkańca, jak i zwiększone zużycie energii na jednego mieszkańca. Natomiast w państwach o niskich dochodach istnieją odwrotne wartości obu wskaźników. Obszary na świecie o niższych średnich dochodach, jak Brazylia, plasują się pomiędzy tymi dwiema skrajnościami. Państwa o niskich dochodach oraz te o niższych średnich dochodach, w trakcie realizacji procesu wzrostu gospodarczego, utrzymują tendencję rosnącego zapotrzebowania

na energię elektryczną. Wzrost gospodarczy w tych obszarach jest bezpośrednio związany z intensyfikacją procesów przemysłowych, urbanizacją oraz rozwojem infrastruktury (Kruse i in. 2023), co sprzyja zwiększonemu zużyciu energii elektrycznej. W rezultacie można przewidzieć, że omawiane państwa będą kontynuować generowanie rosnącego popytu na energię elektryczną w miarę swojego rozwoju gospodarczego. Wskazuje to na nieodłączny związek między rozwojem gospodarczym a koniecznością zaspokajania rosnących potrzeb energetycznych, co stawia przed tymi krajami wyzwania związane z zarządzaniem zrównoważonym zużyciem energii w długoterminowej perspektywie ekonomicznej.

2. Produkcja energii elektrycznej na świecie według źródeł

Produkcja energii elektrycznej jest zróżnicowana pod względem zastosowanych metod produkcji, a obserwowane tendencje wytwarzania energii elektrycznej wykazują istotne zróżnicowanie między regionami geograficznymi. Różnorodność źródeł energii jest związana z ich unikalnymi charakterystykami. Każde źródło energii elektrycznej wykazuje specyficzne cechy, determinowane technologicznymi i geograficznymi uwarunkowaniami. Nakłady kapitałowe, koszty operacyjne, efektywność energetyczna oraz emisje gazów cieplarnianych stanowią kluczowe aspekty oceny ekonomicznej każdej metody produkcji energii elektrycznej.

Węgiel jest stale dominującym źródłem energii elektrycznej na świecie (rys. 3), choć jego udział spada. Gaz i energia wodna utrzymują stosunkowo stabilne udziały na przestrzeni lat.



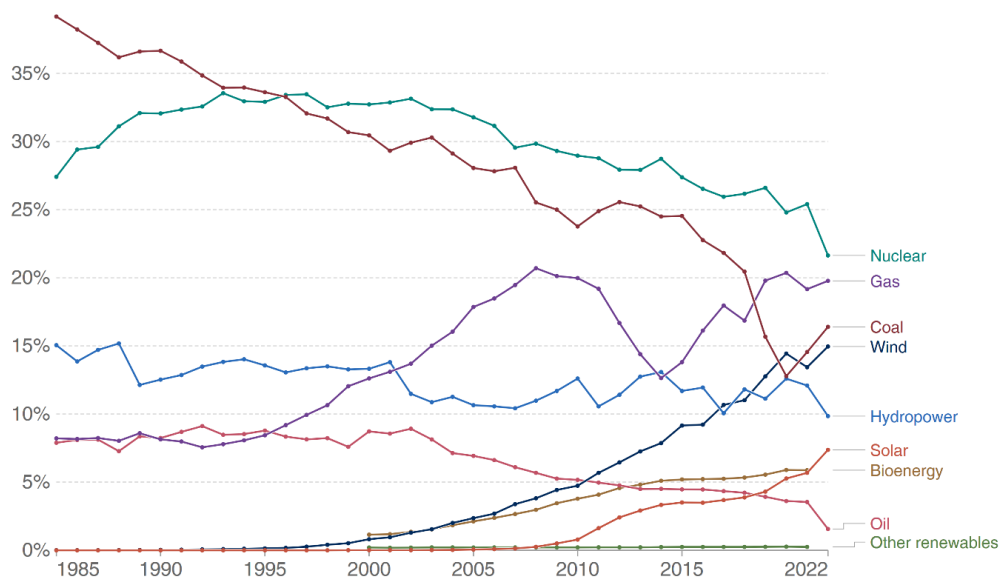
Rys. 3. Udział produkcji energii elektrycznej według źródła na świecie w latach 1985–2022

Źródło: Share of electricity production by source 2023

Fig. 3. Share of electricity production by source in the world from 1985 to 2022

Godny uwagi jest znaczny wzrost udziału wiatru, słońca i innych odnawialnych źródeł energii od około 2010 roku, co wskazuje na zmianę w kierunku czystszych źródeł energii.

Struktura źródeł energii elektrycznej na świecie ulega zmianom w związku z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, postępem technologicznym, polityką energetyczną i środowiskową oraz cenami paliw. Węgiel, który jest najbardziej emisyjnym paliwem, zmniejszył swój udział z 40,1% w 1990 roku do 35,8% w 2022 roku. Gaz, który emituje mniej CO₂ niż węgiel, utrzymał swój udział na poziomie około 22%. Energia wodna, która jest odnawialnym i niskoemisyjnym źródłem energii, zmniejszyła swój udział z 17,3% w 1990 roku do 15,6% w 2022 roku. Energia jądrowa, która nie emituje CO₂, ale wiąże się z ryzykiem bezpieczeństwa i odpadami promieniotwórczymi, spadła z 16,7% w 1990 roku do 10,2% w 2022 roku. Energia wiatrowa i słoneczna, które są odnawialnymi i niskoemisyjnymi źródłami energii, ale wymagają integracji z siecią i magazynowaniem energii, wzrosły z 0,1% w 1990 roku do 9,4% w 2022 roku. Inne odnawialne źródła energii, takie jak biomasa, geotermia i energia fal, zwiększyły swój udział z 1,8% w 1990 roku do 6,2% w 2022 roku.



Rys. 4. Udział produkcji energii elektrycznej według źródła w Unii Europejskiej (27) w latach 1985–2022
Źródło: Share of electricity production by source 2023

Fig. 4. Share of electricity production by source in European Union (27) from 1985 to 2022

Energia jądrowa w Unii Europejskiej, mimo że utrzymuje swoje znaczenie w portfolio energetycznym, uległa stopniowemu zmniejszeniu udziału w produkcji energii elektrycznej w badanym okresie. Warto zauważyć, że zużycie węgla, osiągając apogeum w okolicach 1990 roku, uległo systematycznemu zmniejszeniu, co może być interpretowane jako efekt świadomych działań mających na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

W tym kontekście obserwowane zjawisko wskazuje na ewolucję struktury energetycznej w kierunku bardziej zrównoważonych i ekologicznych rozwiązań. Znaczący wzrost udziału gazu, energii wiatrowej oraz słonecznej w produkcji energii elektrycznej odzwierciedla dynamiczne zmiany w krajobrazie energetycznym UE. Energia odnawialna, w tym wiatr, słońce, biomasa i inne, zwiększyła swoją reprezentację z 5,8% w 1990 roku do 23,4% w 2022 roku. Ten trend wskazuje na rosnące zaangażowanie w rozwijanie źródeł energii przyjaznych dla środowiska. Węgiel, jako najbardziej emisyjne paliwo, sukcesywnie traci na znaczeniu, co stanowi pozytywny sygnał dla celów związanych z redukcją emisji gazów cieplarnianych.

Obserwowane tendencje w produkcji energii elektrycznej na skalę globalną i w ramach Unii Europejskiej (UE-27) wykazują się znacznymi rozbieżnościami. W Unii Europejskiej można dostrzec wyraźny zwrot w kierunku generacji czystej energii elektrycznej, co wiąże się z zauważalnym zanikiem roli energii jądrowej. Obszar Unii Europejskiej charakteryzuje się dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii, co związane jest z narastającym priorytetem zrównoważonego i ekologicznego rozwoju. W przeciwieństwie do tej tendencji, na arenie światowej nadal dominuje produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem węgla, co sugeruje trwającą globalnie większą skłonność do tradycyjnych, acz mniej zrównoważonych źródeł energii. Taka dywersyfikacja między regionalnymi podejściami do struktury produkcji energii elektrycznej niesie ze sobą istotne implikacje ekonomiczne, zarówno w zakresie inwestycji, jak i dostosowywania się sektorów energetycznych do zmieniającej się sytuacji gospodarczej na świecie.

Globalne decyzje dotyczące źródeł energii są nadal determinowane przez ekonomię i rynek, jednak coraz większą rolę w przekształcaniu światowego sektora energetycznego odgrywają decydenci polityczni (Daszkiewicz 2020). Dla pobudzenia wdrażania odnawialnych źródeł energii w obszarach energii, ciepła i transportu, istotne są różnorodne strategie, cele i polityki energetyczne, mające na celu obniżanie kosztów inwestycji kapitałowych (Bogdanov i in. 2021). Kraje rozwijające się muszą skorzystać nie tylko z większego udziału odnawialnych źródeł energii, ale także z innowacyjnych rozwiązań, takich jak magazynowanie energii, inteligentne sieci, reagowanie na zapotrzebowanie, rozbudowa sieci, nowe modele biznesowe i rynkowe strategie. Polityka energetyczna będzie nadal dostosowywać się do zmiennych warunków rynkowych i specyficznych potrzeb poszczególnych krajów w perspektywie przyszłości (Relva i in. 2021).

3. Zmiany strukturalne a transformacja energetyczna

Transformacja energetyczna to złożony, długotrwały i wielowymiarowy proces przejścia od gospodarki opartej na paliwach kopalnych do gospodarki opartej na odnawialnych źródłach energii, który ma na celu ograniczenie zmian klimatu (Giacovelli 2022). Natomiast zmiany strukturalne można zdefiniować jako relokację czynników produkcji pomiędzy sektorami gospodarki w czasie, gdzie oczekiwanym kierunkiem jest przesuwanie czynników produkcji (ziemia, kapitał, praca) z sektorów o niższej do wyższej produktywności, w konsekwencji podnosząc produktywność na poziomie zagregowanym (Vu 2017). W wyniku tych

zmian następuje optymalizacja wykorzystania zasobów, generując korzyści zarówno na poziomie sektorowym, jak i w skali całej gospodarki.

Transformacja energetyczna i zmiany strukturalne wykazują ścisłe powiązanie, tworząc wzajemne sprzężenie zwrotne. Transformacja energetyczna, dążąca do zrównoważonego systemu energetycznego i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, bezpośrednio wpływa na strukturę gospodarki (Garcia-Casals i in. 2019) poprzez stymulowanie innowacji, rozwój nowych sektorów i restrukturyzację istniejących branż. Z drugiej strony, zmiany strukturalne wpływają na kształtowanie nowych modeli energetycznych i adaptację sektora energetycznego do nowych realiów. Ta wzajemność sprzężenia zwrotnego ukazuje, że rozwijanie zrównoważonego sektora energetycznego jest jednocześnie rezultatem i katalizatorem głębszych przekształceń strukturalnych w gospodarce.

Główne determinanty zmian strukturalnych w sektorze energetycznym obejmują szereg czynników, z których każdy odgrywa istotną rolę w kształtowaniu tego sektora. Jednym z kluczowych czynników jest dynamika demograficzna, która wpływa na ogólną wielkość społeczeństwa. Zmiany w populacji mogą generować zróżnicowane potrzeby energetyczne, stawiając przed sektorem energetycznym wyzwania adaptacyjne.

Kolejnym istotnym czynnikiem jest wielkość popytu, która podlega zmianom wraz z rozwojem gospodarczym, urbanizacją i wzrostem standardu życia społeczeństw. Zwiększający się popyt na energię może wymuszać restrukturyzację sektora w celu efektywnego zaspokajania rosnących potrzeb, promując jednocześnie innowacje technologiczne. Rozwój techniczny stanowi kluczową determinantę zmian strukturalnych w sektorze energetycznym. Dzięki postępowi technicznemu dostępne są nowe technologie pozyskiwania, przesyłania i magazynowania energii. Innowacje mają potencjał zmienić oblicze sektora energetycznego oraz przyczyniają się do współpracy ośrodków badawczych z firmami z sektora energetycznego (Dall-Orsoletta i in. 2022). Czynniki instytucjonalne również odgrywają kluczową rolę w kształtowaniu struktury sektora energetycznego. Polityki regulacyjne, środowiskowe, czy też normy społeczne mają istotny wpływ na rozwój sektora energetycznego. Stabilne i przewidywalne ramy instytucjonalne mogą sprzyjać inwestycjom, co przekłada się na rozwój nowoczesnych technologii oraz zrównoważonego sektora energetycznego.

Globalizacja gospodarek wprowadza zmiany związane z nasileniem się przepływu dóbr i kapitału w gospodarce światowej, co w konsekwencji może prowadzić także do relokacji przemysłu. Aby utrzymać konkurencyjność w warunkach globalnej gospodarki, istnieje rosnące zapotrzebowanie na tanie źródła energii elektrycznej. Konieczność ta wynika z faktu, że koszty energii elektrycznej mają istotny wpływ na koszty produkcji, a zatem bezpieczeństwo energetyczne oraz niskie ceny energii elektrycznej stają się kluczowym czynnikiem utrzymania konkurencyjności krajowego przemysłu. Tanie źródła energii elektrycznej są nie tylko czynnikiem ekonomicznym, ale także strategicznym, umożliwiając firmom utrzymanie atrakcyjnych kosztów produkcji i zdolność konkurowania na światowym rynku.

4. Przesunięcia czynników produkcji w procesie transformacji energetycznej

Czynniki produkcji są z natury dobrami rzadkimi, co oznacza, że ich ilość jest ograniczona w stosunku do zapotrzebowania społeczeństwa (Zalega 2015). Koncentracja gospodarki na transformacji energetycznej może prowadzić do nieefektywnej relokacji tych ograniczonych zasobów. W sytuacji, gdy duża część rzadkich czynników produkcji jest skierowana w jednym kierunku, istnieje ryzyko, że inne sektory gospodarki, które również mają swoje znaczenie gospodarcze, mogą cierpieć z powodu braku zasobów. Zjawisko to może prowadzić do powstania tzw. kosztów alternatywnych, gdzie relokacja zasobów na rzecz transformacji energetycznej oznacza utratę możliwości wykorzystania ich w innych obszarach gospodarki, które mogłyby przynieść korzyści gospodarcze i społeczne. Dlatego ważne jest, aby proces transformacji energetycznej był zarządzany z uwzględnieniem równowagi między celami ekologicznymi, ekonomicznymi i społecznymi z uwzględnieniem spójności całej struktury gospodarczej, aby uniknąć nieefektywnej alokacji zasobów.

Kapitał, będący jednym z czynników produkcji, odgrywa istotną rolę w transformacji energetycznej. Główną przeszkodę w transformacji energetycznej na świecie stanowi finansowanie inwestycji związanych z odnawialnymi źródłami energii elektrycznej (Qadir i in. 2021). Natomiast skierowanie znacznej części kapitału w obszar energetyczny może skutkować powstaniem dysproporcji i niedoinwestowaniem w innych sektorach gospodarki. Dodatkowo, nierównomierny podział kapitału może sprzyjać przenoszeniu produkcji do krajów, które nie podlegają intensywnej transformacji energetycznej. Firmy, dążąc do optymalizacji kosztów produkcji, mogą wybierać lokalizacje produkcji z uwagi na dostępność taniej energii oraz mniej rygorystyczne normy środowiskowe i te dotyczące transformacji energetycznej, prowadząc do niwelowania korzyści, jakie mogą płynąć z procesu transformacji energetycznej. Rola rynku kapitałowego i dostępu do publicznych rynków kapitałowych jest więc istotna w procesie transformacji energetycznej, pomagając zmniejszać koszty projektów związanych z transformacją energetyczną (Tian 2018).

Podsumowanie

Globalne decyzje dotyczące źródeł energii są zdominowane przez ekonomię i rynek, jednak decydenci polityczni odgrywają istotną rolę w przekształcaniu światowego sektora energetycznego. Aby stymulować wdrażanie odnawialnych źródeł energii, istotne są zróżnicowane strategie i polityki energetyczne, skoncentrowane na obniżaniu kosztów inwestycji kapitałowych. Transformacja energetyczna, dążąca do zrównoważonego systemu energetycznego, ściśle powiązana jest ze zmianami strukturalnymi w gospodarce. Optymalizacja wykorzystania zasobów, generowanie innowacji i rozwój nowych sektorów są rezultatami zarówno procesu transformacji energetycznej, jak i zmian strukturalnych. Te wzajemne relacje kształtują ewolucję sektora energetycznego w odpowiedzi na zmienne warunki społeczno-gospodarcze, technologiczne i instytucjonalne.

Determinanty zmian strukturalnych w sektorze energetycznym, takie jak czynniki demograficzne, wielkość popytu, rozwój techniczny i czynniki instytucjonalne, odgrywają kluczową

rolę w kształtowaniu tego sektora. Zrównoważone podejście do transformacji energetycznej powinno uwzględniać równowagę między celami ekologicznymi a ekonomicznymi, minimalizując ryzyko nieefektywnej alokacji ograniczonych zasobów. Dodatkowo, skoncentrowanie kapitału w sektorze energetycznym może prowadzić do dysproporcji i niedoinwestowania w innych sektorach, utrudniając im utrzymanie konkurencyjności. Nierównomierny podział kapitału może również sprzyjać przenoszeniu produkcji do krajów, które nie podlegają intensywnej transformacji energetycznej, co może negatywnie wpływać na zrównoważony rozwój różnych sektorów gospodarki.

Literatura

- Bogdanov i in. 2021 – Bogdanov, D., Ram, M., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, A. S., Child, M., Caldera, U., Sadovskaia, K., Farfan, J., De Souza Noel Simas Barbosa, L., Fasihi, M., Khalili, S., Traber, T. i Breyer, C. 2021 – Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability. *Energy* 227, DOI: 10.1016/j.energy.2021.120467.
- Dall-Orsoletta i in. 2022 – Dall-Orsoletta, A., Romero, F. i Ferreira, P. 2022. Open and collaborative innovation for the energy transition: An exploratory study. *Technology in Society* 69, DOI: 10.1016/j.techsoc.2022.101955.
- Daszkiewicz, K. 2020 – Policy and Regulation of Energy Transition. [W:] Hafner, M., Tagliapietra, S. (eds). The Geopolitics of the Global Energy Transition. *Lecture Notes in Energy* 73. Springer, Cham. DOI: 10.1007/978-3-030-39066-2_9.
- Dorling, D. 2021 – World population prospects at the UN: Our numbers are not our problem? W *The Struggle for Social Sustainability*, s. 129–154, Policy Press. [Online] <https://bristoluniversitypressdigital.com/display/book/9781447356127/ch007.xml> [Dostęp: 25.11.2023].
- Electricity generation 2023 – Our World in Data. [Online] https://ourworldindata.org/grapher/electricity-generation?tab=chart&country=~OWID_WRL [Dostęp: 25.11.2023].
- Energy use per person vs. GDP per capita 2023 – Our World in Data. [Online] https://ourworldindata.org/grapher/energy-use-per-person-vs-gdp-per-capita?country=POL~OWID_EU27~OWID_WRL~USA~RU~S~CHN~IND~BRA~NGA [Dostęp: 25.11.2023].
- Garcia-Casals i in. 2019 – Garcia-Casals, X., Ferroukhi, R. i Parajuli, B. 2019 – Measuring the socio-economic footprint of the energy transition. *Energy Transitions* 3(1), s. 105–118, DOI: 10.1007/s41825-019-00018-6.
- Giacovelli, G. 2022 – Social Capital and Energy Transition: A Conceptual Review. *Sustainability* 14(15), DOI: 10.3390/su14159253.
- Kober i in. 2020 – Kober, T., Schiffer, H.-W., Densing, M. i Panos, E. 2020 – Global energy perspectives to 2060 – WEC’s World Energy Scenarios 2019. *Energy Strategy Reviews* 31, DOI: 10.1016/j.esr.2020.100523.
- Kruse i in. 2023 – Kruse, H., Mensah, E., Sen, K. i de Vries, G. 2023 – A Manufacturing (Re)Naissance? Industrialization in the Developing World. *IMF Economic Review* 71(2), s. 439–473, DOI: 10.1057/s41308-022-00183-7.
- Panos i in. 2016 – Panos, E., Densing, M. i Volkart, K. 2016 – Access to electricity in the World Energy Council’s global energy scenarios: An outlook for developing regions until 2030. *Energy Strategy Reviews* 9, s. 28–49, DOI: doi.org/10.1016/j.esr.2015.11.003.
- Qadir i in. 2021 – Qadir, S.A., Al-Motairi, H., Tahir, F. i Al-Fagih, L. 2021 – Incentives and strategies for financing the renewable energy transition: A review. *Energy Reports* 7, s. 3590–3606, DOI: 10.1016/j.egy.2021.06.041.
- Relva i in. 2021 – Relva, S.G., Silva, V.O. da, Gimenes, A.L.V., Udaeta, M.E.M., Ashworth, P. i Peyerl, D. 2021 – Enhancing developing countries’ transition to a low-carbon electricity sector. *Energy* 220, DOI: 10.1016/j.energy.2020.119659.
- Ritchie i in. 2023 – Ritchie, H., Rosado, P. i Roser, M. 2023 – Access to Energy. Our World in Data. [Online] <https://ourworldindata.org/energy-access> [Dostęp: 25.11.2023].
- Share of electricity production by source 2023 – Our World in Data. [Online] <https://ourworldindata.org/grapher/share-elec-by-source> [Dostęp: 25.11.2023].

- Tian, H. 2018 – Role of Capital Market to Accelerate the Transition to Low-Carbon Energy System. [W:] Anbumo-zhi, V., Kalirajan, K., Kimura, F. (eds). *Financing for Low-carbon Energy Transition*. Springer, Singapore. DOI: 10.1007/978-981-10-8582-6_9.
- Vu, K.M. 2017 – Structural change and economic growth: Empirical evidence and policy insights from Asian economies. *Structural Change and Economic Dynamics* 41, s. 64–77, DOI: 10.1016/j.strueco.2017.04.002.
- Zalega, T. 2015 – *Mikroekonomia współczesna* (2. popr. uzup. wyd.). Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.

Transformacja energetyczna jako katalizator zmian strukturalnych w gospodarce

Słowa kluczowe: zmiany strukturalne, transformacja energetyczna, produkcja energii elektrycznej

Streszczenie: Wzrost liczby ludzi na świecie oraz rozwój gospodarczy generuje wyzwania dla produkcji energii elektrycznej, zwłaszcza w kontekście zrównoważonego rozwoju i transformacji energetycznej. Wyższy wskaźnik PKB per capita wiąże się z większym zużyciem energii na jednego mieszkańca, co stanowi wyzwanie dla państw o niższych dochodach. Struktura produkcji energii elektrycznej na świecie ulega zmianom, a odnawialne źródła energii zyskują na znaczeniu kosztem paliw kopalnych. Kluczowym wyzwaniem dla decydentów jest kierowanie procesem transformacji energetycznej tak, aby uniknąć nieefektywnej alokacji zasobów oraz uwzględnić równowagę pomiędzy celami ekologicznymi, społecznymi i ekonomicznymi.

Energetic transformation as a catalyst for structural changes in the economy

Keywords: structural changes, energy transformation, electricity production

Abstract: The growth of the world's population and economic development pose challenges for electricity production, especially in the context of sustainable development and energy transformation. A higher GDP per capita is associated with increased energy consumption per capita, presenting a challenge for countries with lower incomes. The structure of global electricity production is changing, with renewable energy sources gaining importance at the expense of fossil fuels. A key challenge for decision-makers is to guide the energy transformation process to avoid inefficient resource allocation and to balance ecological, social, and economic goals.

Mirosław SKIBSKI¹
Beata BARSZCZOWSKA²

Sektor górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2023 roku

Wprowadzenie

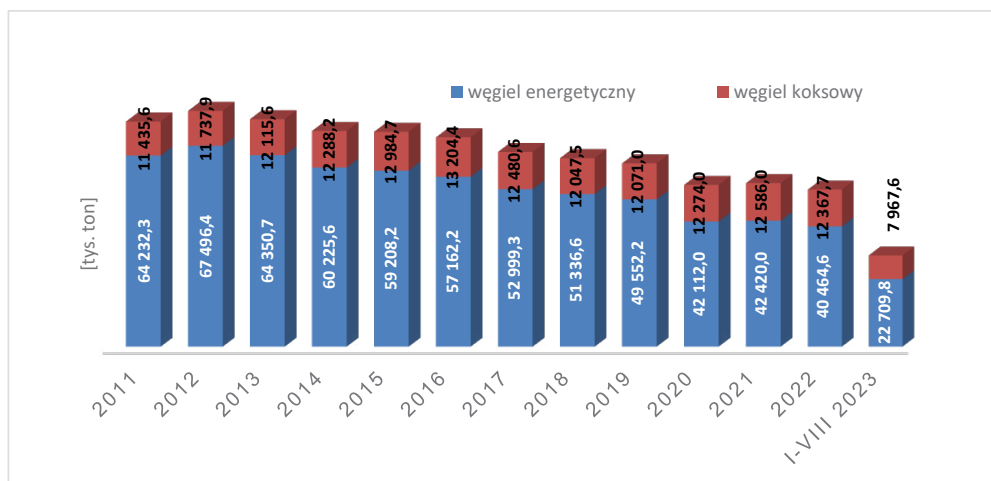
W marcu 2003 r. Agencja Rozwoju Przemysłu SA utworzyła katowicki Oddział, do zadań którego należało monitorowanie przebiegu procesów restrukturyzacyjnych sektora górnictwa węgla kamiennego. Wraz z kolejnymi programami restrukturyzacji sektora oraz zmieniającymi się przepisami regulującymi funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego katalog zadań Oddziału rozszerzał się. Równolegle z monitoringiem prowadzone są badania statystyczne sektora, których wynik jest udostępniany na stronie www.polskiirynekwegla.pl. Agencja przygotowuje także raporty, analizy i opinie dla potrzeb Ministerstwa Aktywów Państwowych dotyczące zarówno całego sektora, jak i kluczowych jego podmiotów. Informacje te wykorzystywane są przez organy administracji rządowej do podejmowania decyzji w szczególności w sferze polityki energetycznej Polski. W materiale, na podstawie danych gromadzonych przez ARP SA, zaprezentowano wybrane wielkości charakteryzujące sektor górnictwa węgla kamiennego w latach 2011–2022 oraz za 8 miesięcy 2023 roku. Dane na poziomie zagregowanym obejmują spółki wydobywcze zarówno państwowe, jak i prywatne. 31 sierpnia 2023 r. były nimi: Polska Grupa Górnicza SA, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, Lubelski Węgiel Bogdanka SA, Tauron Wydobycie SA, Węglokoks Kraj SA, PG Silesia Sp. z o.o. oraz ZG EKO-PLUS Sp. z o.o.

¹ Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach;
ORCID iD: 0009-0000-9286-5797; e-mail: miroslaw.skibski@katowice.arp.pl

² Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach, Akademia Górnictwa i Geologii im. W. Korfańskiego w Katowicach;
ORCID iD: 0000-0001-6697-8683; e-mail: beata.barszczowska@katowice.arp.pl

1. Sektor w latach 2011–2022 i po 8 miesiącach 2023 roku

Według stanu na koniec 2011 r. działalność wydobywczą poprowadziło 9 podmiotów, których łączne wydobycie wyniosło 75 668 tys. ton, z czego 85% stanowił węgiel energetyczny. W latach 2011–2022 wydobycie zredukowano o 30,2%, do poziomu 52 832 tys. ton. W badanym okresie obserwuje się nie tylko spadek wielkości wydobycia, ale również spadek udziału w strukturze wydobycia węgla energetycznego (rys. 1).



Rys. 1. Wydobycie węgla kamiennego

Źródło: ARP SA O/Katowice

Fig. 1. Hard coal mining

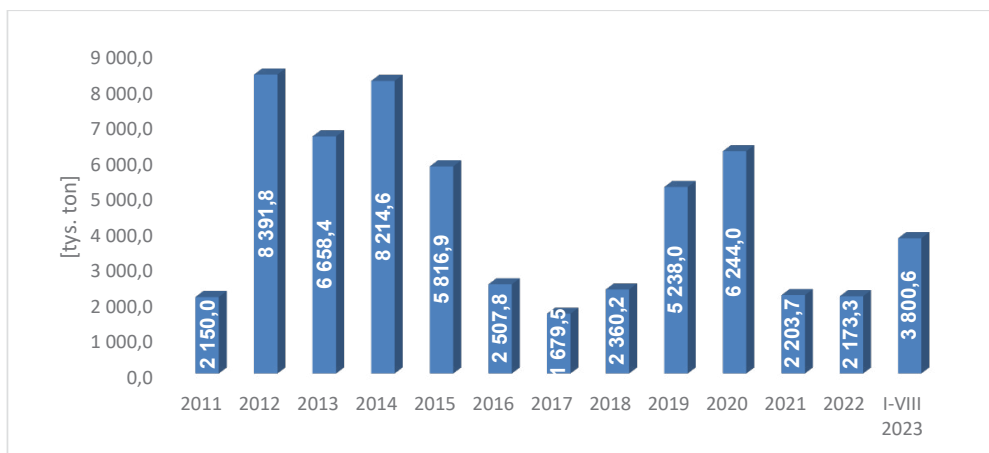
Za 8 miesięcy 2023 r. wydobycie osiągnęło wielkość 30 677 tys. ton, z czego węgiel energetyczny stanowił 74%. Większość węgla trafia na rynek krajowy (w badanym okresie średnio ponad 90%). Po 8 miesiącach 2023 r. eksport stanowił 9,3% poziomu sprzedaży.

Dużą dynamiką zmian cechowały się zapasy węgla kamiennego (rys. 2). Nadpodaż węgla dotyczy węgla energetycznego (miały), którego kluczowym odbiorcą jest energetyka.

Kolejną monitorowaną przez ARP SA wielkością charakteryzującą sektor jest poziom zatrudnienia. Jego zmiany związane są przede wszystkim z zakończeniem wydobycia i przekazywaniem kopalń, w celu przeprowadzenia procesu likwidacji, do Spółki Restrukturyzacji Kopalń SA. W okresie 2011–2022 z sektora odeszło ponad 42 tys. pracowników (rys. 3).

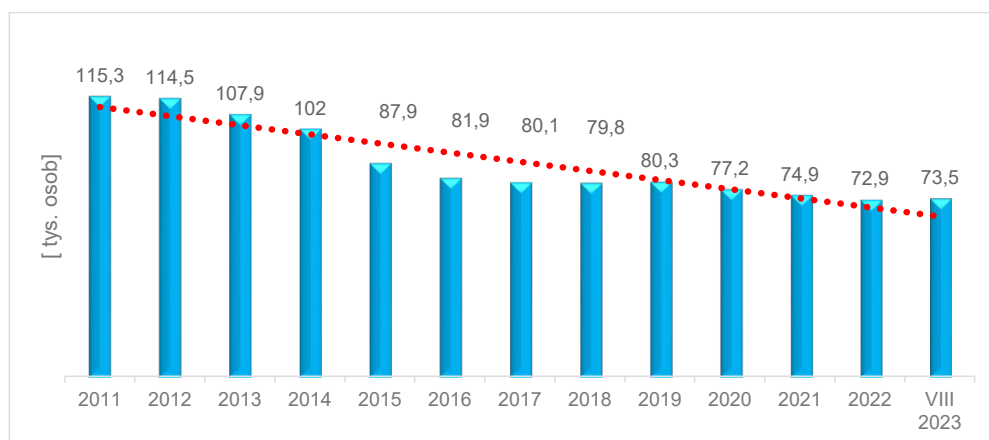
Zaobserwowany wzrost zatrudnienia na koniec sierpnia 2023 r. to pokłosie konieczności czasowego zwiększenia wydobycia w związku z agresją Rosji na Ukrainę.

Wybuch wojny w Ukrainie w lutym 2022 r. oraz nałożone embargo na rosyjski węgiel spowodowały niespotykany dotąd wzrost cen węgla na rynku. Średnie ceny zbytu węgla z polskich kopalń w latach 2011–2022 zaprezentowano w tabeli 1. Wielkości te są monitorowane przez ARP SA na podstawie sprawozdań G-09.1 o obrocie węglem kamiennym.



Rys. 2. Zapasy węgla kamiennego
Źródło: ARP SA O/Katowice

Fig. 2. Hard coal stocks



Rys. 3. Zatrudnienie (stan na koniec okresu)
Źródło: ARP SA O/Katowice

Fig. 3. Employment (data at the end of the period)

Po 8 miesiącach 2023 r. cena węgla koksowego wynosiła 1171,96 zł, a energetycznego 754,99 zł, przy średniej cenie ogółem 870,12 zł.

ARP SA monitoruje także podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe branży. Wynik na sprzedaży w okresie 2013–VIII 2023 podlegał znacznym wahaniom (tab. 2) i był pochodną cen węgla i opóźnionym reagowaniem kosztami na zmieniającą się sytuację rynkową.

TABELA 1. Ceny zbytu węgla w latach 2011–2022

TABLE 1. Coal sales prices in years 2011–2022

Rok	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

Źródło: ARP SA O/Katowice.

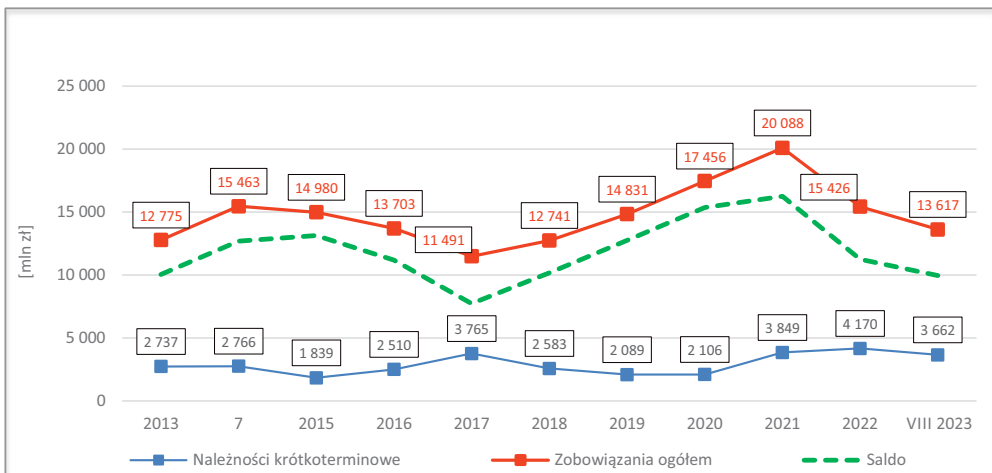
TABELA 2. Przychody, koszty i wynik na sprzedaży

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
I-VIII 2023	25 120,2	19 229,3	5 890,9

Źródło: ARP SA O/Katowice.

Wysoki dodatni wynik finansowy na koniec 2017 roku wpłynął korzystnie na spadek zobowiązań sektora, które osiągnęły historyczne minimum. Badając zagregowane dane sektorowe na koniec 2022 r. oraz na koniec sierpnia 2023 r. należy wziąć pod uwagę uruchomienie w lutym 2022 r. rządowego systemu wsparcia. Rozwiązaniem tymi objęto jednostki produkcyjne należące do spółek: Polska Grupa Górnicza SA, Tauron Wydobycie SA oraz Węglkokos Kraj SA. Do sierpnia 2023 r. skorzystały z systemu pierwsze 2 podmioty. W 2022 r. przekazano, jednostkom objętym systemem, środki w wysokości 1605,3 mln zł. Kształtowanie się poziomu zobowiązań i należności zaprezentowano na rysunku 4.

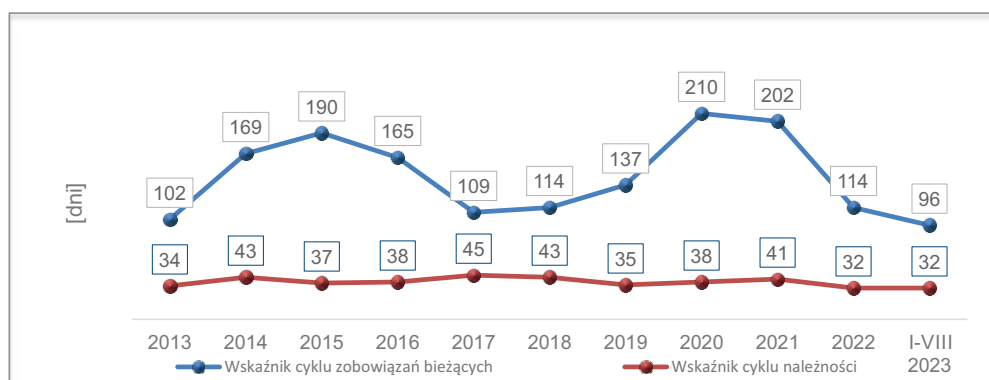


Rys. 4. Zobowiązania i należności sektora gwk
Źródło: Materiały ARP

Fig. 4. Liabilities and receivables of coal mining sector

Sektor gwk cechuje się wysokim wskaźnikiem cyklu zobowiązań. Jego skrócenie w latach 2017–2018 związane było z poprawą sytuacji finansowej spółek. Rosnący cykl w okresie 2019–2020 związany był po części z pandemią COVID-19. Poprawa wskaźnika w 2022 r. i w 2023 r. to efekt wysokich cen węgla i uruchomienia w lutym 2022 r. pomocy państwa – mechanizmu wsparcia publicznego dla sektora (rys. 5).

Analizując obraz sektora warto nadmienić, iż w przypadku podmiotów objętych systemem wsparcia, zgodnie z art. 5a i 5b ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego z dnia 7 września 2007 r., która została znowelizowana w grudniu 2021 r., pozostałe do spłaty zobowiązania pieniężne tych przedsiębiorstw w tytułu m.in. składek na ZUS, „które na mocy umów zawartych przed dniem 31 grudnia 2021 r. i obowiązujących na dzień 31 grudnia 2021 r. zostały rozłożone na raty lub których termin płatności został odroczone na podstawie art. 29 ustawy z dnia 13 października 1998 r. o systemie ubezpieczeń społecznych (...) oraz art. 15zb ustawy z dnia 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (...) podlegają umorzeniu z mocy prawa w ca-



Rys. 5. Wskaźniki cyklu regulowania należności i zobowiązań bieżących

Źródło: Materiały ARP

Fig. 5. Days sales outstanding and days payable outstanding

łości wraz z odsetkami za zwłokę oraz kosztami upomnienia, w dniu wydania przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej, że to umorzenie jest zgodne z rynkiem wewnętrznym”. Podobnie umorzeniu mogą podlegać zobowiązania pieniężne beneficjentów systemu z tytułu wsparcia finansowego udzielonego przez Polski Fundusz Rozwoju SA, w ramach rządowego programu udzielania dużym przedsiębiorcom (Dz.U. 2022, poz. 241). Spłatę opisanych wyżej zobowiązań zawieszono do momentu decyzji KE w sprawie notyfikacji polskiego programu dla górnictwa, jednak nie dłużej niż do końca 2023 roku (Dz.U. 2022, poz. 241).

Według stanu na 30 listopada 2023 r. program nie został jeszcze zaakceptowany przez Komisję Europejską.

Katowicki Oddział ARP SA monitoruje także poziom wpłat z tytułu bieżących należnych płatności publicznoprawnych dla poszczególnych spółek wydobywczych. Ich zagregowane wartości przedstawiono w tabeli 3.

Spółki węglowe realizują niemal w 100% należne bieżące płatności publicznoprawne. W latach 2020–2021, w ramach rozwiązań pomocowych Tarczy Antykryzysowej, branża górnicza skorzystała z możliwości ubiegania się o umorzenie i odroczenie terminów płatności zobowiązań publicznoprawnych.

Płatności z pozostałych tytułów obejmują m.in. podatki, opłaty i kary na rzecz gmin, wpłaty wobec budżetu państwa ogółem, opłaty i kary ekologiczne na rzecz Narodowego i wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej oraz wpłaty na PFRON.

Obraz sektora dopełniają dane o imporcie węgla do Polski. W 2011 i 2012 roku Polska była importerem netto, w 2013 r. wolumen importu i eksportu się zrównał. W latach 2015–2016 Polska odzyskała miano eksporterem netto. Od 2017 r. ponownie stała się importerem netto, w kolejnych latach ten tytuł się utrzymywał.

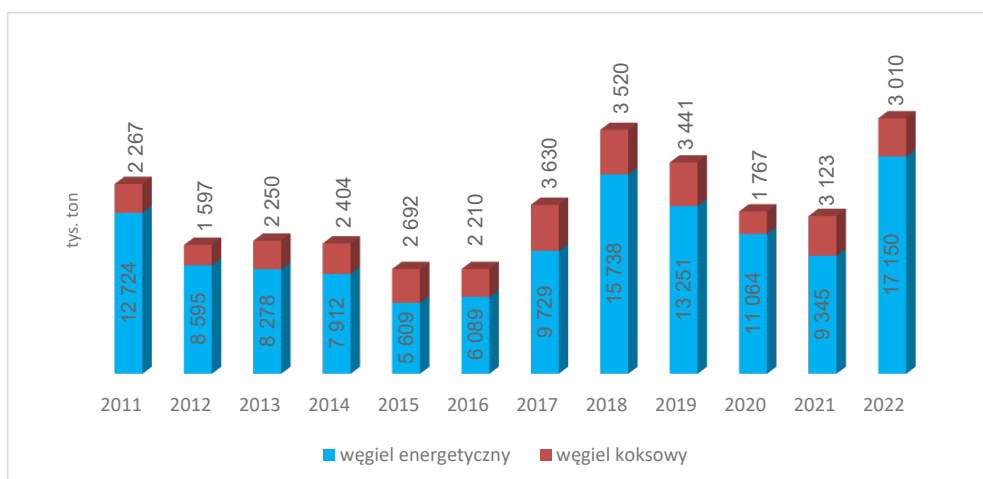
Wybrane kierunki importu i przywozu węgla kamiennego z wyszczególnieniem wielkości i udziału dostaw z poszczególnych państw po 8 miesiącach 2023 r. zaprezentowano na rysunku 7.

TABELA 3. Wpłaty z tytułu bieżących należnych płatności publicznoprawnych [mln zł]

TABLE 3. Payments resulting from current public-legal titles [PLN million]

Okres	Podatek od towarów i usług (VAT)	Składki wobec: ZUS, FP, FGŚP, FEP	Płatności z pozostałych tytułów	Razem
2013	1 955,3	3 579,6	1 541,6	7 076,5
2014	1 523,3	3 366,4	1 443,9	6 333,6
2015	1 652,5	3 067,1	1 357,9	6 077,5
2016	1 379,3	2 634,9	1 220,4	5 234,6
2017	2 035,9	2 711,9	1 438,8	6 186,6
2018	1 710,6	2 963,8	1 262,6	5 937,0
2019	1 532,1	3 191,6	1 847,3	6 571,0
2020	1 110,1	2 042,0	1 219,3	4 372,1
2021	1 624,3	2 658,5	1 337,7	5 620,5
2022	3 428,3	3 853,2	1 632,9	8 914,4
I-VIII 2023 r.	2 085,2	3 064,2	3 567,7	8 717,2

Źródło: Materiały ARP.

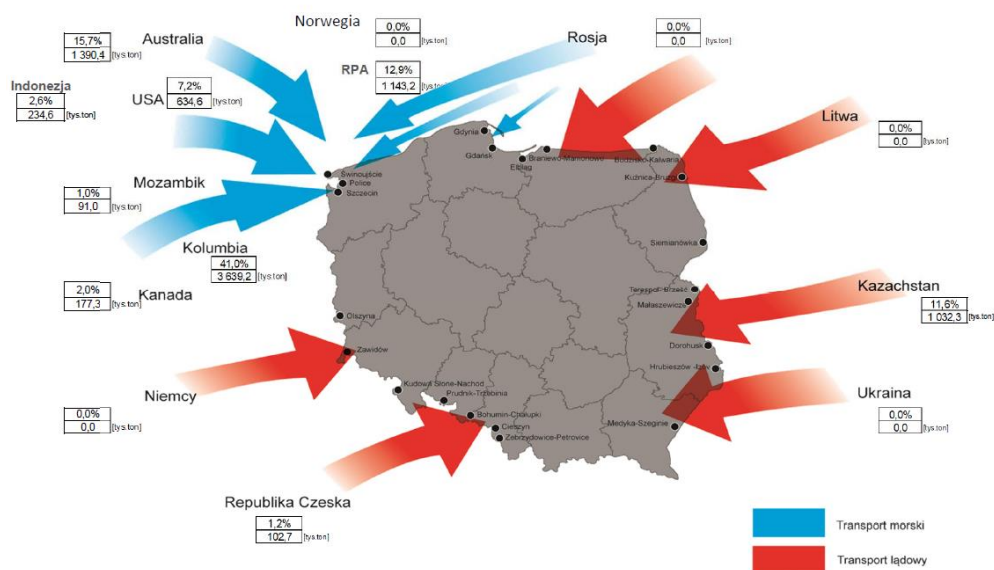


Rys. 6. Wolumen importu węgla kamiennego do Polski

Źródło: Materiały ARP

Fig. 6. Volume of hard coal import to Poland

Import oraz zakup wewnątrzunijny węgla kamiennego na teren Polski po 8 miesiącach 2023 r. wyniósł 13 899,6 tys. ton – w porównaniu do analogicznego okresu w 2022 r., import ten był wyższy o 46,9%.



Rys. 7. Kierunki importu i przywozu węgla kamiennego

Źródło: materiał ARP SA O/Katowice

Fig. 7. Directions of import of hard coal

Podsumowanie

- ➔ Od lat wydobycie węgla kamiennego sukcesywnie spada, po 8 miesiącach 2023 r. wydobycie wyniosło 30,7 mln ton (o 14,1% mniej r/r).
- ➔ Głównym kierunkiem sprzedaży węgla kamiennego jest rynek krajowy.
- ➔ Poziom zapasów na koniec sierpnia 2023 r. był wysoki wynosił 3800,6 tys. ton.
- ➔ Po 8 miesiącach 2023 r. średnia cena ogółem była wyższa o 29,1% r/r.
- ➔ W okresie 2011–2022 z sektora odeszło ponad 42 tys. pracowników. Po 8 miesiącach 2023 r. zatrudnienie zwiększyło się o ponad 500 osób w porównaniu do stanu na koniec 2022 r.
- ➔ W 2022 r. znacznie poprawiły się wyniki finansowe górnictwa węgla kamiennego na co głównie miały wpływ wyższe ceny węgla. W okresie 8 miesięcy 2023 r. tendencja utrzymuje się.
- ➔ Według danych za 8 miesięcy spółki węglowe realizują niemal w 100% należne bieżące płatności publicznoprawne.
- ➔ W lutym 2022 r. uruchomiono system wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego. Systemem pomocy objęto jednostki produkcyjne należące do spółek: Polska Grupa Górnicza SA, Tauron Wydobycie SA oraz Węglokoks Kraj SA.
- ➔ Import oraz zakup wewnątrzrajny węgla kamiennego na teren Polski po 8 miesiącach 2023 r. wyniósł 13 899,6 tys. ton – w porównaniu do analogicznego okresu w 2022 r., import ten był wyższy o 46,9%.

Literatura

Dz.U. 2022, poz. 241 – ustawa z dnia 17 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego.

Sektor górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2023 roku

Słowa kluczowe: wyniki finansowe sektora, monitoring górnictwa, węgiel kamienny

Streszczenie: Katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA od dwudziestu lat prowadzi monitoring sektora górnictwa węgla kamiennego. Prowadzony jest on na podstawie art. 25 ustawy z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w oparciu o zawierane rokrocznie umowy z ministrem właściwym ds. gospodarki złożami kopalin. Równolegle Oddział prowadzi badania statystyczne górnictwa węgla kamiennego i brunatnego, których wynik prezentowany jest na portalu polskirynekwegla.pl.

W pracy zaprezentowano podstawowe wielkości charakteryzujące sektor górnictwa węgla kamiennego w latach 2011–2022 oraz za 8 miesięcy 2023 roku. W szczególności przedstawiono wydobycie węgla kamiennego, jego sprzedaż, zgromadzone zapasy, ceny zbytu węgla, strukturę zatrudnienia, podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe branży węgla kamiennego oraz bilans handlowy węgla kamiennego uwzględniający import tego surowca.

Hard coal mining sector after 8 months of 2023

Keywords: mining financial performance, mining monitoring, hard coal

Abstract: The Katowice Branch of the Polish Industrial Development Agency (Agencja Rozwoju Przemysłu SA) has been monitoring the coal mining sector for twenty years. It is conducted on the basis of Article 25 of the Act of 7 September 2007 on the functioning of the hard coal mining sector, based on agreements concluded annually with the Polish minister responsible for management of mineral deposits. In parallel, the Branch conducts statistical research into hard coal and lignite mining, the results of which are presented on the polskirynekwegla.pl portal.

The paper presents basic figures characterising the hard coal mining sector for the years 2011–2022 and for 8 months of 2023. In particular, it presents hard coal output, its sales by market, accumulated stocks, coal sales prices, the employment situation, the basic economic and financial figures of the hard coal industry and the hard coal trade balance including imports of this raw material.

Beata BARSZCZOWSKA¹

Nowy system wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego – istota i wyzwania związane z monitoringiem i kontrolą systemu dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych

Wprowadzenie

W dniu 28 maja 2021 r. przedstawiciele rządu, związków zawodowych, gmin górniczych (te reprezentowane były przez Przewodniczącą Zarządu Stowarzyszenia Gmin Górniczych w Polsce i Przewodniczącego Śląskiego związku Gmin i Powiatów) oraz zarządów spółek górniczych podpisały umowę społeczną dotyczącą transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego. Strony ustaliły harmonogram wygaszania jednostek produkcyjnych węgla do roku 2049 r. (Umowa 2021). Zgodnie z zapisami Umowy, w 2021 r. miało nastąpić połączenie Kopalni Wujek z Kopalnią Murki-Staszic oraz zakończenie eksploatacji w Kopalni Ruda Ruch Pokój. W 2023 roku miało nastąpić połączenie Kopalni Ruda Ruch Bielszowice oraz Kopalni Ruda Ruch Halemba (ostatecznie termin ten przesunięto na 2025 r.) Oba te połączone ruchy mają zakończyć wydobycie w 2034 roku. W 2028 r. zaplanowano zakończenie eksploatacji w kopalni Bolesław Śmiały, a rok później w Kopalni Sośnica. Kopalnie: Piast-Ziemowit Ruch Piast, Piast-Ziemowit Ruch Ziemowit zakończą eksploatację odpowiednio w 2035 i 2037 r. Strony uzgodniły, że Kopalnia Murki-Staszic zakończy eksploatację w roku 2039 r., Kopalnia Bobrek-Piekary i Brzeszcze w 2040 r., a rok później Kopalnia Mysłowice-Wesoła. Dla kopalń ROW terminy zakończenia eksploatacji ustalono na lata 2043 (Ruch Rydułtowy), 2046 (Ruch Marcel) oraz 2049 (Ruch Chwałowice i Ruch Jankowice). W 2049 r. zakończą eksploatację Kopalnie: Sobieski, Janina oraz Bogdanka.

¹ Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach, Akademia Górnośląska im. W. Korfańtego w Katowicach; ORCID iD: 0000-0001-6697-8683; e-mail: beata.barszczowska@katowice.arp.pl

Ustalono, że transformacja sektora będzie wymagała kompleksowego systemu wsparcia finansowego w celu stopniowego, zrównoważonego, długofalowego zmniejszania wydobycia przy jednoczesnej minimalizacji skutków społeczno-gospodarczych transformacji sektora. System wsparcia przeznaczony miał być poszczególnym jednostkom produkcyjnym należącym do spółek: Polska Grupa Górnicza SA, Tauron Wydobycie SA oraz Węglkokos Kraj SA. Przez jednostkę produkcyjną rozumie się, zgodnie z Decyzją Rady z dnia 10 grudnia 2010 r. w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń węgla, podziemne lub odkrywkowe miejsce wydobycia węgla zdolne do produkowania węgla surowego niezależnie od innych części przedsiębiorstwa (Decyzja 787, 2010). Pomoc państwa w postaci dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych, jako jeden z elementów Nowego Systemu Wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego, miała się przyczynić do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zapobieżenie niekontrolowanej upadłości spółek wydobywczych. W uzasadnieniu do projektu ustawy o zmianie ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego określono na lata 2022–2031 maksymalny limit wydatków z budżetu państwa, będących skutkiem wejścia w życie Nowego Systemu Wsparcia w wysokości 28 821 mln zł. Kwota ta obejmuje także nominalną wartość skarbowych papierów wartościowych przekazywanych na podwyższenie kapitału zakładowego przedsiębiorstw górniczych objętych wsparciem (Druk 1847, 2023). Pomoc ta wymaga notyfikacji i akceptacji Komisji Europejskiej.

W 2022 r. przekazano jednostkom objętym systemem wsparcia (PGG SA, Tauron Wydobycie SA) pomoc publiczną w wysokości 1605,3 mln zł.

1. Podstawy prawne Nowego Systemu Wsparcia

Podstawą prawną wprowadzenia Nowego Systemu Wsparcia dla przedsiębiorstw górniczych, które będą stopniowo wygaszać działalność wydobywczą była zmiana ustawy z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego przyjęta przez Sejm 17 grudnia 2021 r. Wprowadziła ona definicję systemu wsparcia określając go jako „mechanizm wsparcia publicznego dla sektora górnictwa węgla kamiennego, określony w rządowych dokumentach strategicznych, przyjęty w celu stopniowego wygaszania działalności wydobywczej węgla kamiennego, obejmujący w szczególności dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych oraz pokrycie kosztów wynikających z zakończenia wydobycia węgla kamiennego i likwidacji jednostek produkcyjnych, które nie są związane z bieżącą produkcją (...)”. Dopłatę do redukcji zdolności produkcyjnych określono jako „dodatnią różnicę pomiędzy kosztami kwalifikowanymi działalności wydobywczej a przychodami kwalifikowanymi, z uwzględnieniem zastosowania ceny referencyjnej” (Ustawa 2010). Monitoring, kontrolę i weryfikację systemu wsparcia ustawodawca powierzył Agencji Rozwoju Przemysłu SA. Aktem wykonawczym do ustawy w tym zakresie jest rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 3 lutego 2022 r. w sprawie dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych, które weszło w życie z dniem 4 lutego 2022 r. (Rozporządzenie 2023). Zdefiniowano w nim także między innymi jednostkę produkcyjną węgla (analogiczna z definicją z decyzji Rady 10 grudnia 2010 r.), program operacyjny oraz plan techniczno-eko-

nomiczny. Oba dokumenty, dla poszczególnych jednostek produkcyjnych, podlegają monitoringowi Ministra Aktywów Państwowych. W rozporządzeniu określono także szczegółowe warunki i tryb przyznawania dopłaty dla beneficjentów systemu oraz tryb jej rozliczania. Wskazano także katalog kosztów i przychodów kwalifikowanych. Dopłata do redukcji zdolności produkcyjnych może być przekazana zarówno w formie dotacji z budżetu państwa, jak i w formie podwyższenia kapitału zakładowego beneficjenta skarbowymi papierami wartościowymi. Rozporządzenie określa w szczególności szczegółowe warunki i tryb przyznawania dopłaty oraz tryb jej rozliczania. Istotą systemu miało być założenie, iż wielkość produkcji węgla i wysokość dopłaty dla danej jednostki produkcyjnej powinna mieć charakter regresywny. Pomoc państwa wymaga uzyskania zgody Komisji Europejskiej w formie decyzji. Rząd polski złożył stosowny wniosek notyfikacyjny do Komisji Europejskiej. Będzie on oceniany przez Komisję na podstawie Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej oraz Decyzji Rady z dnia 10 grudnia 2010 r. w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń węgla (Decyzja 787, 2010). W lutym 2022 r. zostały opracowane i zatwierdzone przez MAP „Wytyczne dotyczące dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych” (dalej Wytyczne). Są one elementem dobrych praktyk i stanowią uzupełnienie do wyżej omawianych aktów prawnych.

Atak Rosji na Ukrainę 24 lutego 2022 r. i nałożone ustawą z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego (Ustawa 2022) embargo na rosyjski węgiel zmieniły sytuację na polskim rynku węgla. Konieczne było dostosowanie regulacji prawnych do nowej sytuacji. W dniu 4 listopada 2022 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych zmieniające rozporządzenie w sprawie dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych (Dz.U. 2022, poz. 2239). Zmianie uległa między innymi definicja ceny referencyjnej (w zakresie jej prezentacji i stosowania), wprowadzono także zapis, że w 2022 r. nie przeprowadza się weryfikacji nadzwyczajnej. Zmiana sytuacji geopolitycznej i nowe realia rynkowe wymusiły konieczność czasowego zwiększenia produkcji, poziomu zatrudnienia i wynagrodzeń (inflacja). Konsekwencją tego była m.in. konieczność redefinicji wskaźników efektywności i aktualizacja programów operacyjnych jednostek produkcyjnych węgla, a tym samym konieczność aktualizacji wniosku notyfikacyjnego i przedłożenia go do Komisji Europejskiej. Zwiększyła się także wartość budżetu systemu wsparcia. Niezbędne było zatem złożenie aktualizacji wniosku notyfikacyjnego Wniosek notyfikacyjny „System wsparcia dla górnictwa węgla kamiennego w perspektywie do 2056 r.” przedłożony do Komisji Europejskiej w maju 2023 r. oczekuje na akceptację (stan wiedzy na 30.11.2023 r.). Obecnie monitoringowi podlegają kluczowe wskaźniki efektywności, takie jak gotówkowe nakłady na produkcję węgla, produkcja węgla netto i wreszcie sprzedaż węgla. Analizowane są także operacyjne wskaźniki efektywności, do których zaliczamy m.in. stan zatrudnienia, średnią cenę sprzedaży węgla, jednostkowe gotówkowe nakłady na produkcję, koszty osobowe, koszty zużycia materiałów i energii czy wreszcie koszty usług obcych. Wielkości te monitorowane są dla każdej jednostki produkcyjnej.

2. Cena referencyjna – definicja i wysokość w okresie luty 2022–wrzesień 2023

Cena referencyjna jest ustalana przez ARP SA w oparciu o dane statystyczne zbierane w ramach programu badań statystycznych statystyki publicznej na podstawie sprawozdań, które dotyczą importu i przywozu węgla kamiennego do Polski (sprawozdanie G-09.4). Jest nią, zgodnie z treścią Rozporządzenia, średnioważona miesięczna jednostkowa cena węgla energetycznego importowanego z państw trzecich obejmujących terytoria inne niż terytorium Unii Europejskiej. Cena ta uwzględnia wartość opałowu importowanego węgla i jest wyrażona w zł/GJ. Kształtowanie się poziomu ceny referencyjnej zaprezentowano w tabeli 1.

TABELA 1. Cena referencyjna w okresie luty 2022–wrzesień 2023

TABLE 1. Reference price for the period February 2022–September 2023

Miesiąc		Cena miesięczna	Cena narastająco			Cena miesięczna	Cena narastająco
		zł/GJ				zł/GJ	
2022	styczeń		–	2023	49,02		
	luty	28,04	–		42,64	46,16	
	marzec	27,51	–		35,82	43,48	
	kwiecień	42,24	–		36,41	42,58	
	maj	52,80	–		32,53	42,12	
	czerwiec	54,76	–		27,35	40,97	
	lipiec	59,79	–		28,92	40,28	
	sierpień	62,20	–		23,03	38,86	
	wrzesień	58,12	–		28,40	38,58	
	październik	45,82	47,63				
	listopad	51,50	48,66				
	grudzień	48,00	50,68				

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARP SA.

W 2022 r. ceną referencyjną jest cena sprzedaży węgla faktycznie zrealizowana przez jednostkę produkcyjną. Taki zapis, jak wspomniano wcześniej, wprowadziła zmiana rozporządzenia, która wyszła w życie 4 listopada 2022 roku. Z uwagi na zmianę treści rozporządzenia, cena referencyjna od października 2022 r. prezentowana jest również w ujęciu narastającym. Po ustaleniu ceny referencyjnej, informacja o jej wysokości przesyłana jest przez ARP SA Oddział w Katowicach beneficjentom systemu oraz do MAP. W kolejnym etapie prezentowana jest na portalu Polski Rynek Węgla – <https://polskirynekwegla.pl/>. Z uwagi na cykl pozyskiwania danych statystycznych cena referencyjna ustalana jest z przesunięciem czasowym – do 20. dnia drugiego miesiąca po zakończeniu okresu sprawozdawczego.

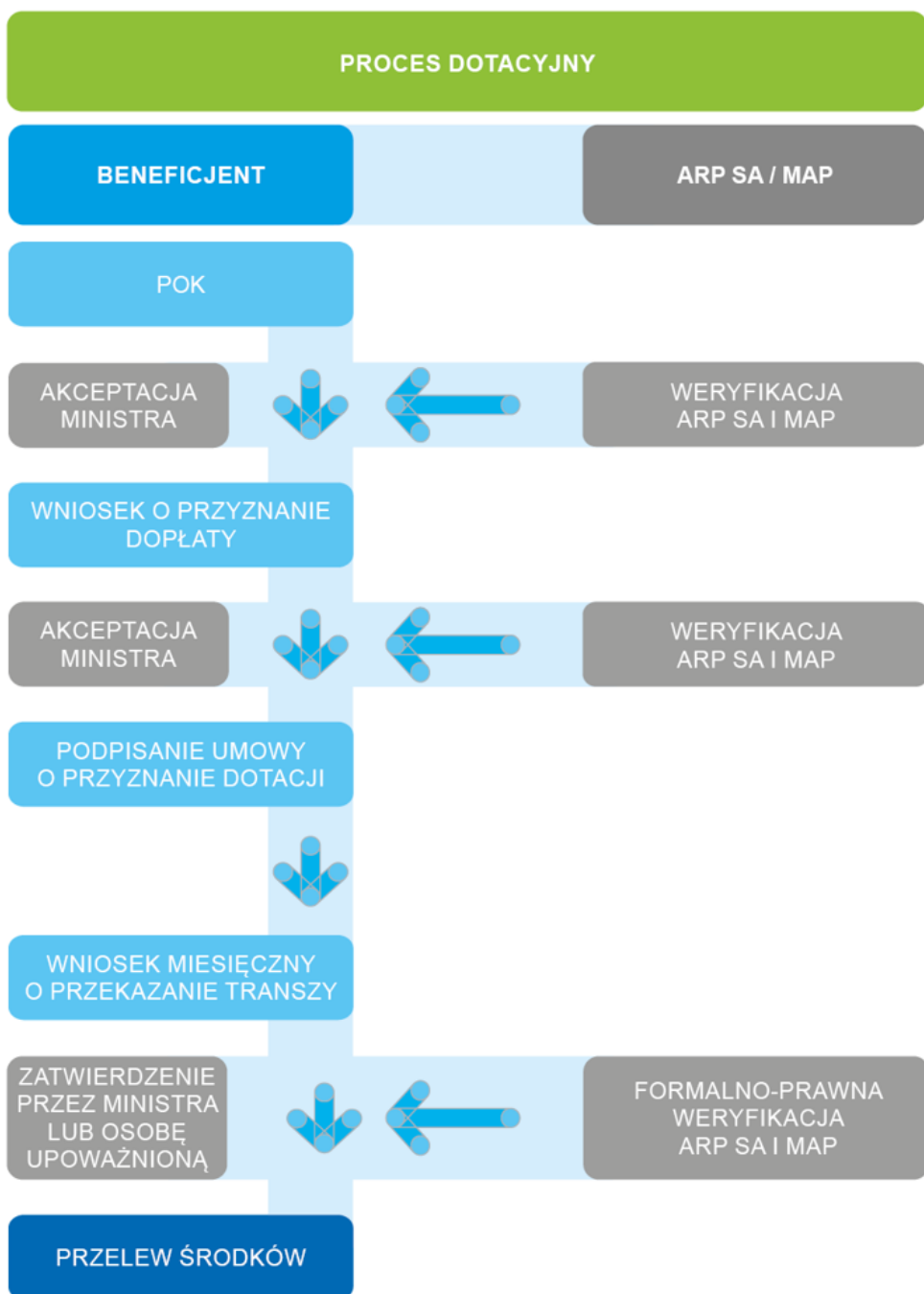
3. Proces monitoringu, kontroli i weryfikacji systemu dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych – rola ARP SA

Proces przyznawania dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych i jej rozliczania przebiega w kilku etapach i uczestniczą w nim nie tylko beneficjenci, ale także Ministerstwo Aktywów Państwowych (w tym Minister Aktywów Państwowych) oraz Agencja Rozwoju Przemysłu SA Oddział w Katowicach. Został on opisany w Wytycznych (Wytyczne 2022) zatwierdzonych przez MAP, a jego przebieg w przypadku dopłaty w formie dotacji zaprezentowano na rysunku 1.

Rozpoczyna się on od złożenia przez beneficjenta programów operacyjnych poszczególnych jednostek produkcyjnych węgla. Programy te podlegają weryfikacji prowadzonej przez katowicki Oddział ARP SA (MAP) oraz Ministerstwo Aktywów Państwowych, a następnie akceptowane przez ministra. Są one weryfikowane w szczególności w zakresie ich zgodności z wnioskiem notyfikacyjnym. Kolejnym krokiem jest złożenie przez beneficjenta wniosku o przyznanie dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnej. Wraz z wnioskiem przedkładany jest plan techniczno-ekonomiczny (PTE), który winien być uprzednio zaakceptowany przez radę nadzorczą beneficjenta. Wniosek jest składany na dany rok z podziałem na poszczególne miesiące i jednostki produkcyjne. Wniosek musi zawierać elementy określone w §7 ust. 2 i 3 Rozporządzenia. Dokument wraz z załącznikami podlega weryfikacji MAP i ARP SA. Dokonywana jest ona pod kątem zgodności z wieloletnimi programami operacyjnymi oraz dołączonym do wniosku PTE. Dopiero po pozytywnej weryfikacji i akceptacji przez Ministra Aktywów Państwowych podpisywana jest umowa z beneficjentem. Wniosek miesięczny o wypłacenie transzy miesięcznej dopłaty w postaci dotacji jest składany przez beneficjenta do MAP. Podlega on weryfikacji formalnej, rachunkowej i merytorycznej ARP SA i MAP. Departament Górnictwa i Hutnictwa MAP przygotowuje notatkę decyzyjną i dopiero po zatwierdzeniu jej przez Ministra Aktywów Państwowych lub osobę przez niego upoważnioną następuje przelew środków pieniężnych na rachunek beneficjenta.

Kolejnym zadaniem ARP SA związanym z funkcjonowaniem systemu dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych jest weryfikacja i kontrola rozliczeń wykorzystania transz dotacji. Beneficjent przedstawia każdego miesiąca dwa rodzaje takich rozliczeń. Do 25. dnia miesiąca przekazuje do MAP rozliczenie z wykorzystania transzy dotacji za poprzedni okres sprawozdawczy zarówno w ujęciu miesięcznym jak i narastającym. Po ustaleniu ceny referencyjnej przez katowicki Oddział ARP SA, beneficjent przedkłada rozliczenie miesięcznie z uwzględnieniem ceny referencyjnej. Rozliczenia te podlegają monitoringowi i kontroli MAP i ARP SA. Piszząc o wyzwaniach związanych z nowym systemem wsparcia, należy podkreślić, iż takiej kontroli podlegają wszystkie dokumenty oraz dowody księgowe związane z dopłatą do redukcji zdolności produkcyjnych. Prawo kontroli przysługuje także Komisji Europejskiej oraz innym od organom kontrolnym, między innymi Najwyższej Izbie Kontroli.

Beneficjenci z udzielonej pomocy rozliczają się także w systemie rocznym. Do dnia 25 lutego następującego po okresie rozliczeniowym, przedsiębiorstwo przesyła do MAP roczne rozliczenie rzeczywiste z wykonania kosztów i przychodów dla poszczególnych jednostek. Po pozytywnej weryfikacji przez ARP SA i MAP, Minister Aktywów Państwowych zatwierdza roczne rozliczenie w terminie 30 dni od jego otrzymania.



Rys. 1. Proces przyznawania dotacji

Źródło: opracowanie własne na podstawie Wytyczne... 2022

Fig. 1. The grant award process

Opisana powyżej procedura monitoringu i kontroli dotyczy sytuacji, kiedy dopłata do redukcji zdolności produkcyjnych jest przyznawana beneficjentom jako dotacja. Ustawodawca przewidział także udzielnie pomocy publicznej – dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych w postaci skarbowych papierów wartościowych, które zostaną przeznaczone na podwyższenie kapitału zakładowego beneficjenta. W tym przypadku zawierana jest umowa pomiędzy spółką a Ministrem Aktywów Państwowych. W dokumencie określa się szczegółowe przeznaczenie wsparcia, jego wartość oraz sposób i termin rozliczenia bonów skarbowych oraz monitoring i kontrolę ich wykorzystania. Informacje o wykorzystaniu środków pochodzących ze sprzedaży bonów skarbowych spółka przedkłada do MAP i ARP SA w rozliczeniach miesięcznych i rocznych w sposób analogiczny jak w przypadku przyznania pomocy w formie dotacji.

Oprócz monitoringu i kontroli wydatkowanych przez beneficjentów środków na dopłatę do redukcji zdolności produkcyjnej monitoringowi podlegają także wskaźniki efektywności. Proces ten prowadzony jest w ujęciu kwartalnym, a od lipca 2023 r. w cyklu miesięcznym, a informacje przekazywane przez spółki są weryfikowane także z danymi statystycznymi gromadzonymi przez katowicki Oddział ARP SA w ramach programu badań statystyki publicznej. W przypadku przekroczenia ustalonych poziomów odchyżeń od wskaźników efektywności zawartych w programie operacyjnym lub PTE ustawodawca przewidział możliwość przeprowadzenia weryfikacji nadzwyczajnej. W cyklu kwartalnym, na podstawie informacji i raportowania miesięcznego i narastająco przygotowywanego przez beneficjentów, ARP SA sporządza dla MAP raport kwartalny z realizacji programu pomocowego.

Podsumowanie

- pomoc państwa na dopłatę do redukcji zdolności produkcyjnych nie została jeszcze zaakceptowana przez KE (stan wiedzy na 30 listopada 2023 r.), więc formalnie została ona udzielona bez zgody Komisji – rząd polski oczekuje na jej zatwierdzenie,
- z pomocy państwa na dopłatę do redukcji zdolności produkcyjnych skorzystały dwa podmioty: PGG SA oraz Tauron Wydobycie SA (stan wiedzy na 30 listopada 2023 r.),
- skorzystanie przez przedsiębiorstwa pomocy publicznej wymagało dostosowania polityki rachunkowości i ewidencji księgowej do potrzeb rozliczania dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych,
- kluczową rolę w procesie monitoringu i kontroli odgrywa ARP SA,
- w 2022 r. przekazano jednostkom objętym systemem wsparcia (PGG SA, Tauron Wydobycie SA) pomoc publiczną w wysokości 1605,3 mln zł.

Literatura

- Decyzja 787, 2010 – Decyzja Rady z dnia 10 grudnia 2010 r. w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń węgla (2010/787/UE). Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L336/24.
- Druk 1847, 2023 – Poselski projekt ustawy o zmianie ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego. [Online] <https://sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=1847> [Dostęp: 28.08.2023].

- Rozporządzenie 2022 – Rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 20 października 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych. Dz.U 2022, poz. 2239.
- Rozporządzenie 2023 – Rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 3 lutego 2022 r. w sprawie dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych. Dz.U. 2023, poz. 1128.
- Ustawa 2010 – Ustawa z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego.
- Umowa 2021 – Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji sektora województwa śląskiego.
- Wytyczne 2022 – Wytyczne dotyczące dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych zatwierdzone 2.02.2022 r.

Nowy system wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego – istota i wyzwania związane z monitoringiem i kontrolą systemu dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych

Słowa kluczowe: transformacja górnictwa, pomoc publiczna, monitoring górnictwa

Streszczenie: Transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego wymaga wsparcia finansowego w celu stopniowego, zrównoważonego, długofalowego zmniejszenia wydobycia przy jednoczesnej minimalizacji skutków społeczno-gospodarczych transformacji sektora.

W dniu 4 lutego 2022 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych w sprawie dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych, które umożliwiło uruchomienie pomocy państwa na ten cel. Pomoc państwa wymaga notyfikacji Komisji Europejskiej. Dopłata może być przekazana zarówno w formie dotacji z budżetu państwa, jak i w formie podwyższenia kapitału zakładowego beneficjenta skarbowymi papierami wartościowymi. System wsparcia dedykowany jest poszczególnym jednostkom produkcyjnym należącym do spółek Polskiej Grupy Górniczej SA, Tauron Wydobycie SA oraz Węglokoks Kraj SA System jest po części pokłosiem podpisanej w dniu maja 28 maja 2021 r. przez przedstawicieli rządu, związków zawodowych, gmin górniczych oraz zarządów spółek górniczych umowy społecznej dotyczącej transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego. Agencja Rozwoju Przemysłu SA prowadzi na zlecenie Ministra Aktywów Państwowych zadania związane z monitoringiem, kontrolą i weryfikacją systemu wsparcia. Zadania te, oprócz innych zadań związanych z monitoringiem sektora górnictwa węgla kamiennego, realizuje katowicki Oddział ARP.

Celem publikacji jest zaprezentowanie istoty systemu oraz wyzwań związanych z monitoringiem i kontrolą systemu dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych.

New support system for the hard coal mining sector – the essence and challenges related to system monitoring and control of the capacity reduction subsidy system

Keywords: mining transformation, state aid, mining monitoring

Abstract: The transformation of the hard coal mining sector requires financial support for a gradual, sustainable, long-term reduction in output while minimizing the socio-economic impact of the sector's transformation.

On 4 February 2022, the decree of the Polish Minister of State Assets (Minister Aktywów Państwowych, hereinafter referred to as 'MAP') on subsidies for capacity reduction of mining companies came into force, which enabled the activation of state aid for this purpose. State aid requires notification to the European Commission. The subsidy can be provided both in the form of a grant from the state budget and in the form of an increase in the beneficiary's share capital with treasury securities. The support scheme is dedicated to individual production units belonging to the companies Polska Grupa Górnicza SA, Tauron Wydobycie SA and Węglokoks SA The system is partly an aftermath of the social agreement signed on 28 May 2021 by representatives of the government, trade

unions, mining municipalities and the management of mining companies concerning the transformation of the hard coal mining sector and selected transformation processes in the Silesian Voivodeship. The Polish Industrial Development Agency (Agencja Rozwoju Przemysłu SA, 'ARP') carries out tasks related to monitoring, control and verification of the support system on behalf of the MAP. These tasks, in addition to other tasks related to the monitoring of the hard coal mining sector, are carried out by the Katowice Branch of the ARP. The aim of the publication is to present the essence of the system and the challenges of monitoring and controlling the capacity reduction subsidy system for mining companies.

Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK¹

Pomoc publiczna dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w świetle regulacji prawnych

Wprowadzenie

Przeobrażenia mające miejsce w gospodarkach europejskich w drugiej połowie ubiegłego wieku sprawiły, że wsparcie sektora górnictwa węgla kamiennego środkami pomocy państwa stało się niezbędne dla jego funkcjonowania. Nierównowaga konkurencyjna pomiędzy węglem pochodzącym z państw europejskich a surowcem importowanym, obniżenie kosztów transportu węgla, niższe koszty pracy w państwach ościennych czy konkurencja cenowa ze strony innych nośników energii spowodowały, że powołana w 1951 r. przez 6 państw Europejska Wspólnota Węgla i Stali, pomimo pierwotnego zakazu, zezwoliła swoim członkom na udzielanie dotacji dla sektora węglowego, które miały na celu przeprowadzenie zorganizowanego procesu restrukturyzacji i zamykania kopalń. Począwszy od 1965 r. na podstawie kolejnych decyzji Wspólnota Europejska dopuszczała stosowanie pomocy państwa jako instrumentu finansowania kosztów procesów restrukturyzacyjnych, pod warunkiem spełnienia określonych wymogów. Polska, przystępując do Unii Europejskiej w 2004 r., zobowiązana została do stosowania regulacji unijnych także w zakresie wspierania restrukturyzacji branży węglowej.

1. Dopuszczalność pomocy publicznej dla sektora górnictwa węgla kamiennego w latach 2002–2010

W związku z wygaśnięciem w 2002 r. Traktatu o Europejskiej Wspólnocie Węgla i Stali i wydanych na jego podstawie regulacji w zakresie zasad wspólnotowych w odniesieniu

¹ Agencja Rozwoju Przemysłu SA Oddział w Katowicach;
ORCID iD: 0009-0008-8859-2739; e-mail: monika.porzerzynska@katowice.arp.pl

do pomocy państwa dla sektora węglowego w dniu 24 lipca 2002 r. weszło w życie Rozporządzenie Rady (WE) nr 1407/2002 w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego.

Rozporządzenie to miało wyjść naprzeciw wyzwaniom, z jakimi mierzyła się branża. Do najważniejszych należała silna konkurencja ze strony węgla kierowanego na rynek spoza Wspólnoty, która zmuszała przemysł wydobywczy do redukcji zdolności produkcyjnych. To w konsekwencji powodowało wzrost uzależnienia Europy od zewnętrznych źródeł pochodzenia energii pierwotnej, co przekładało się na spadek bezpieczeństwa dostaw energii.

W przyjętej przez Komisję Europejską w 2000 r. Zielonej Księdze w sprawie europejskiej strategii bezpieczeństwa podaży energii uwzględniono rozwój krajowych źródeł energii pierwotnej dla zwiększenia bezpieczeństwa, tym samym uznając znaczenie węgla jako krajowego źródła energii.

Parlament Europejski, przyjmując uchwałę w sprawie Zielonej Księgi, dopuścił możliwość udzielania pomocy finansowej do produkcji węgla z zastrzeżeniem zwiększenia efektywności branży oraz ograniczania wsparcia.

Rozporządzenie Rady 1407/2002 obowiązujące od 2002 r. dopuszczało możliwość udzielenia pomocy w sektorze węglowym na pokrycie kosztów związanych z węglem do produkcji energii elektrycznej, skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej, produkcji koksu i opalania pieców hutniczych w przemyśle stalowym, kiedy takie zastosowanie ma miejsce we Wspólnocie.

Pomoc ta mogła zostać udzielona w trzech zasadniczych obszarach. Pierwszym z nich była **pomoc na ograniczenie działalności**, która miała pokrywać bieżące straty produkcyjne jednostek, które były przewidziane do zamknięcia, a termin zakończenia ich działalności nie przekraczał 31 grudnia 2007 r. Ponadto pomoc na jedną tonę przeliczeniową węgla nie mogła powodować, że ceny węgla z dostawą ze wspólnoty będą niższe niż węgla podobnej jakości z państw trzecich a sama pomoc powodować zniekształcenia konkurencji na rynku energii, produkcji koksu i stali.

Kolejną kategorię pomocy stanowiła **pomoc na dostęp do zasobów węgla**, która mogła być udzielona jednostkom produkcyjnym, jeśli przyczyniła się ona do zachowania dostępu do rezerw węgla. Producent węgla mógł otrzymać **pomoc na inwestycje początkowe**, jeśli wykazał on, że projekt inwestycyjny zapewni efektywność ekonomiczną tych jednostek. Maksymalna wartość wsparcia nie mogła przekroczyć 30% kosztów projektu inwestycyjnego. W ramach tej samej kategorii jednostka produkcyjna niekorzystająca z pomocy na dofinansowanie projektów inwestycyjnych mogła otrzymać **pomoc na bieżącą produkcję**, a więc pokrycie bieżących strat produkcyjnych pod warunkiem, że miała one najlepsze perspektywy ekonomiczne, ze szczególnym uwzględnieniem poziomu i struktury kosztów produkcji oraz była częścią tzw. planu dostępu do rezerw węgla. Ponadto pomoc ta nie mogła zniekształcać warunków konkurencji rynkowej.

Rozporządzenie dopuszczało także udzielanie **pomocy na pokrycie kosztów nadzwyczajnych**, a więc takich, które nie były związane z bieżącą produkcją, lecz wynikały z przeprowadzonych działań racjonalizacji czy restrukturyzacji. Do tej kategorii kosztów można było zaliczyć m.in. koszty związane z fizyczną likwidacją jednostek produkcyjnych, koszty rekultywacji terenów pokopalnianych, kosztów społecznych procesów restrukturyzacji. Rozporządzenie obowiązywało do dnia 31 grudnia 2010 roku.

2. Pomoc publiczna dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2004–2010

Z początkiem lat dziewięćdziesiątych sektor węglowy w Polsce znalazł się wraz z całą gospodarką w nowej rzeczywistości i wszedł w okres głębokich przemian, których podstawą była gospodarka rynkowa i wynikające z niej konkurencyjność i równouprawnienie wszystkich uczestników rynku. Przemiany miały doprowadzić do efektywnego ekonomicznie funkcjonowania konkurencyjnych jednostek produkcyjnych przy zabezpieczeniu dostaw energii. W okresie 1990–2003 wydobycie węgla zmniejszyło się o ok. 32%, poziom zatrudnienia o 65%, a ilość kopalń o 57%. Procesy restrukturyzacyjne odbywały się przy dużym udziale wsparcia ze środków publicznych. W ramach tych procesów w latach 1998–2002 udało się osiągnąć w dużej mierze założenia w zakresie redukcji zdolności produkcyjnych i zatrudnienia, a po roku 2003 w zakresie oddłużenia sektora. Bez pomocy publicznej w tym zakresie sektor nie mógłby realizować swoich zobowiązań.

W chwili włączenia w struktury Unii Europejskiej w 2004 r. Polska została zobligowana do stosowania prawodawstwa unijnego, w tym również regulacji w zakresie udzielania dozwolonej pomocy dla sektora górnictwa węgla kamiennego – Rozporządzenia Rady (WE) 1407/2002 z 23 lipca 2003 r.

W okresie obowiązywania tego rozporządzenia Komisja Europejska wydała cztery decyzje uznające pomoc udzieloną sektorowi węglowemu w Polsce za zgodną ze wspólnym rynkiem. Były to decyzje trzy decyzje dotyczące głównie pomocy na pokrycie kosztów nadzwyczajnych: z dnia 22 czerwca 2005 r. dla Programu N571/2004 na lata 2004–2006, z dnia 27 kwietnia 2007 r. dla Programu N84/2007 na rok 2007, z dnia 2 kwietnia 2008 r. dla Programu N 575/2007 na lata 2008–2010 oraz decyzja z dnia 6 maja 2010 r. akceptująca pomoc inwestycyjną dla sektora górnictwa węgla kamiennego Program N633/2009.

W ramach pierwszej z nich Polska uzyskała zgodę Komisji na udzielenie pomocy w latach 2004–2006 w łącznej wysokości 6 234 706,05 tys. zł. Podstawą decyzji był przedstawiony Komisji „Plan dostępu do zasobów węgla w latach 2004–2006 oraz plan zamknięcia kopalń w latach 2004–2007” Pomoc uzyskały zarówno podmioty produkcyjne, jak Kompania Węglowa SA, Katowicka Grupa Kapitałowa SA, LW Bogdanka, Jastrzębska Spółka Węglowa SA oraz nieprodukcyjne, w tym Spółka Restrukturyzacji Kopalń SA oraz Bytomska Spółka Restrukturyzacji Kopalń SA.

Konieczność kontynuacji działań restrukturyzacyjnych oraz trwające prace nad strategią dla sektora górnictwa węgla kamiennego spowodowały, że władze Polski wystąpiły do Komisji Europejskiej o zgodę na przedłużenie realizacji już notyfikowanego programu pomocy do końca 2007 r. na tych samych zasadach i dla tych samych jednostek nim objętych. Komisja wyraziła zgodę na udzielenie pomocy w wysokości 623 294,4 tys. zł, wyłącznie na pokrycie kosztów nadzwyczajnych będących skutkami działań restrukturyzacyjnych.

Przyjęcie przez Radę Ministrów dwóch dokumentów stanowiących krajową podstawę udzielenia pomocy publicznej sektorowi węgla kamiennego, tj. Ustawy z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w latach 2007–2015 oraz Strategii działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015 (przyjętej 31 lipca 2007 r.), a następnie uchwalenie ustawy przez Sejm, pozwoliło na wystąpienie władz do

Komisji Europejskiej z notyfikacją pomocy dla sektora na lata 2008–2010. Komisja wyraziła zgodę na udzielenie pomocy na pokrycie kosztów nadzwyczajnych w wysokości nieprzekraczającej 1 305 598,5 tys. zł.

Ponadto, w 2009 r. tuż przed zakończeniem obowiązywania Rozporządzenia, władze Polski notyfikowały Komisji Europejskiej Program inwestycyjny dla sektora górnictwa węgla kamiennego – dofinansowania tzw. inwestycji początkowych. Głównym celem środka pomocowego było zachowanie poziomu minimalnego krajowej produkcji węgla dla zagwarantowania dostępu do rezerw. Pomoc ta miała dofinansować koszty inwestycji początkowych, rozumiane jako stałe koszty kapitałowe bezpośrednio związane z pracami infrastrukturalnymi lub wyposażeniem koniecznym do eksploatacji złóż węgla w istniejących kopalniach. Na ten cel przeznaczono 400 000 tys. zł. Kwota ta została wykorzystana na realizację 24 projektów inwestycyjnych w spółkach węglowych, w szczególności na udostępnienie i przygotowanie do eksploatacji nowych zasobów węgla, budowę i rozbudowę poziomów, wykonanie nowych wyrobisk, rozbudowę infrastruktury, zakup maszyn i urządzeń czy też modernizację zakładów przeróbki mechanicznej węgla.

W ramach trzech programów restrukturyzacyjnych notyfikowanych Komisji Europejskiej w okresie 2004–2010 r. udzielono podmiotom sektora górnictwa węgla kamiennego pomocy w postaci dotacji bezpośrednich przeznaczonych na pokrycie kosztów restrukturyzacji zatrudnienia, w tym kosztów świadczeń socjalnych dla pracowników odchodzących na emeryturę przez osiągnięciem ustawowego wieku, i kosztów przekwalifikowania, kosztów fizycznej likwidacji kopalń i naprawiania szkód górniczych, rent wyrównawczych przysługujących od kopalń faktycznie zlikwidowanych czy deputatów węglowych i ekwiwalentów z tytułu prawa do bezpłatnego węgla, dokapitalizowania jak również umorzeń niektórych zobowiązań publicznoprawnych, odroczenia płatności niektórych zobowiązań i rozłożenia na raty ich spłaty. W okresie 7 lat na pokrycie tzw. kosztów nadzwyczajnych sektorowi węglowemu udzielono pomocy w łącznej wysokości 5 731 653,73 tys. zł. Największy udział miały wydatki związane z redukcją zdolności produkcyjnych – fizyczną likwidacją kopalń i działaniami prowadzonymi po ich likwidacji oraz koszty restrukturyzacji zatrudnienia (po 26% dla każdej z kategorii kosztów). Istotny udział miała pomoc w postaci niepieniężnej – umorzenia i odroczenia oraz rozłożenia na raty stanowią 13,5%, a koszty ekwiwalentów ZUS 11,8%.

Szczegółowy podział środków pomocy państwa dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2004–2010 został przedstawiony w tabeli 1.

3. Regulacje prawne w zakresie pomocy państwa dla sektora węglowego po roku 2010

Wygaśnięcie Rozporządzenia Rady 1407/2002 przy braku innych regulacji sektorowych i konieczność stosowania ogólnych zasad udzielania pomocy publicznej uniemożliwiłyby wielu przedsiębiorstwom sektora sięganie po środki wsparcia zewnętrznego, a w konsekwencji zakończenie działalności. Społeczne konsekwencje jednoczesnego zamykania kopalń na obszarach ich koncentracji, jak Zagłębie Ruhry w Niemczech czy Górnym Śląsku w Polsce,

TABELA 1. Pomoc publiczna na sektora węgla kamiennego w Polsce 2004–2010

TABLE 1. State aid to Polish hard coal mining 2004–2010

tys. zł

Pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych		5 731 653,73
w tym	likwidacja kopalń i działania polikwidacyjne	1 500 518,03
	restrukturyzacja zatrudnienia i roszczenia pracownicze	1 503 705,49
	naprawianie szkód górniczych	275 140,75
	umorzenia i odroczenia, rozłożenia na raty spłat	777 250,63
	dokapitalizowanie	483 987,62
	elwivalenty z tytułu prawa do bezpłatnego węgla wypłacane przez ZUS	677 593,76
	inne: spłaty pożyczek, dotacje z NFOŚ, zwolnienia ze składek i wpłat w tym na PERON, NFOŚ	513 457,45
	Pomoc na dostęp do zasobów węgla – inwestycje początkowe	400 000,00

Źródło: opracowanie własne.

byłyby znaczące dla tych krajów, szczególnie w postaci gwałtownego wzrostu bezrobocia. Niekontrolowana likwidacja kopalń bez wsparcia środków publicznych mogłaby przynieść również poważne reperkusje środowiskowe. Jednocześnie polityka unijna w zakresie efektywności energetycznej oraz gospodarki niskoemisyjnej promującej rozwój odnawialnych źródeł energii skłaniała ku ograniczaniu wsparcia dla niekonkurencyjnych jednostek produkcji węgla.

W oparciu o przeprowadzone analizy możliwych wariantów Komisja Europejska postanowiła zaproponować rozwiązanie, które umożliwiło udzielania pomocy operacyjnej w ograniczonym horyzoncie czasowym dla jednostek, które są planowane do zamknięcia oraz pozwoliło na wsparcie ze środków publicznych społecznych i środowiskowych kosztów związanych z zamykaniem nierentownych kopalń.

W dniu 10 grudnia 2010 r. wydano Decyzję Rady 2010/787/UE w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń węgla obowiązującej od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2027 roku. Podobnie jak w poprzedniej regulacji, pomoc może być udzielana na pokrycie kosztów związanych z węglem do produkcji energii elektrycznej, skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej, produkcji koksu i opalania pieców hutniczych w przemyśle stalowym. Jednocześnie nie wyklucza się możliwości korzystania przez podmioty sektora węglowego z pomocy w obszarach ochrony środowiska, działalności szkoleniowej czy też badań naukowych i innowacji.

Decyzja dopuszcza udzielenie sektorowi węglowemu pomocy w dwóch kategoriach. Pierwsza z nich to **pomoc na zamknięcie**, z której mogła skorzystać jednostka produkcyjna przynosząca straty na działalności bieżącej pod warunkiem przedstawienia tzw. planu zamknięcia, którego termin przypadał najpóźniej na 31 grudnia 2018 r. Jednostka ta musiała prowadzić działalność na dzień 31 grudnia 2009 r., a wartość udzielanej jej pomocy począwszy od roku 2011 nie mogła w żadnym roku przekroczyć wartości pomocy operacyjnej otrzymanej w roku 2010 i w każdym kolejnym roku zachować warunek degresywności. Ponadto, pomoc na jedną tonę przeliczeniową węgla nie mogła powodować, że ceny łącznie z dostawą węgla z obszaru Unii będą niższe niż ceny węgla podobnej kaloryczności z państw trzecich.

Drugą kategorię pomocy przewidzianą w Decyzji jest **pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych**. Jest to instrument dopuszczony już poprzednią omówioną regulacją w zakresie wsparcia ze środków publicznych branży węglowej. Pozwala on na pokrycie kosztów, które powstały w wyniku zamknięcia jednostki bądź jednostek produkcyjnych i nie są związane z bieżącą produkcją. Do takich kosztów można zaliczyć koszty osłon socjalnych dla byłych pracowników likwidowanych jednostek, koszty fizycznej likwidacji kopalń czy zabezpieczenia kopalń sąsiednich przed zagrożeniem pożarowym czy wodnym, koszty naprawy szkód wywołanych ruchem zlikwidowanej jednostki, wydatki poniesione na rekultywację terenu itp. Lista kategorii kosztów, które mogą być finansowane ze środków wsparcia publicznego, stanowi załącznik do Decyzji Rady. Podobnie, jak w przypadku poprzedniego Rozporządzenia, jednostki korzystające ze wsparcia muszą prowadzić oddzielną księgowość dla zapewnienia przejrzystości i umożliwienia sprawnej kontroli udzielonej pomocy publicznej.

Wprowadzając nową regulację w obszarze pomocy dla sektora węglowego, Komisja wyraziła zgodę na dalsze wspieranie nierentownej branży, jednak pomoc ta miała na celu łagodzenie skutków społecznych i środowiskowych stopniowej likwidacji zdolności produkcyjnych. Wyłączyła natomiast możliwość udzielania pomocy inwestycyjnej, służącej rozbudowie zdolności produkcyjnych w górnictwie węgla kamiennego.

4. Pomoc państwa udzielona podmiotom górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2011–2022

Konieczność kontynuacji procesów restrukturyzacyjnych przy udziale środków publicznych spowodowała, że z początkiem 2011 r. władze Polski notyfikowały w Komisji Europejskiej Program „Pomoc państwa dla polskiego sektora węglowego w latach 2011–2015”. W uwagi na fakt, iż zgodnie ze Strategią działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015 zamykanie kopalń postawionych w stan likwidacji po roku 2006 r. nie mogło być finansowane ze środków publicznych, pomocą objęto jedynie koszty nadzwyczajne związane z jednostkami produkcyjnymi, których likwidacja rozpoczęła się przed 1 stycznia 2007 roku. Program SA. 33013 (2011/N) został uznany za zgodny ze wspólnym rynkiem Decyzją z dnia 23 listopada 2011 r. i przewidywał łączną pomoc w wysokości 1 706 031,0 tys. zł. Środki te miały służyć sfinansowaniu kosztów roszczeń pracowniczych – rent wyrównawczych i deputatu węglowego należnych pracownikom i byłym pracownikom likwidowanych kopalń, kosztów fizycznej likwidacji kopalń i działań wykonywanych po zakończeniu tej likwidacji, naprawiania szkód górniczych, rekultywacji terenów zdegradowanych działalnością górniczą, zwolnień z obowiązkowych wpłat oraz opłat wobec PFRON i NFOŚiGW.

Wysokie koszty produkcji węgla przy spadku przychodów z jego sprzedaży i rosnących zobowiązaniach podmiotów produkcyjnych sprawiły, że na koniec 2014 r. sektor odnotował stratę 2,2 mld zł. Powyższe czynniki przyczyniły się do decyzji władz Polski o podjęciu dodatkowego wsparcia sektora ze środków publicznych. Strona Polska w marcu 2015 r. złożyła do Komisji Europejskiej dokumenty notyfikacyjne dotyczące programu pomocowego na lata 2015–2018, a następnie w lipcu 2015 r. oraz w styczniu 2016 r. przekazano Komisji aktualizacje notyfikacji. Decyzją z dnia 18 listopada 2016 r. Komisja zaakceptowała program

Pomoc państwa dla polskiego sektora węglowego w latach 2015–2018 SA. 41161 (2015/N) o wartości pomocy 371 232,90 tys. zł w ramach pomocy na zamknięcie dwóch jednostek produkcyjnych, które miały otrzymać dopłaty do bieżącej produkcji oraz 7 586 614,33 tys. zł w ramach pomocy na pokrycie kosztów nadzwyczajnych. Pomoc ta miała objąć zarówno koszty związane z jednostkami, które zostały postawione w stan likwidacji przez 1 stycznia 2007 r. (w ramach kontynuacji programów wcześniej notyfikowanych Komisji), jak również 14 nowych jednostek ujętych w planie zamknięcia, których likwidacja miała rozpocząć się nie później niż 31 grudnia 2018 r. Poza dotychczasowymi kategoriami pomocy, w ramach których finansowano koszty nadzwyczajne w okresie 2011–2015, nowy program przewidywał takie instrumenty pomocy jak jednorazowe odprawy pieniężne dla pracowników likwidowanych jednostek, którzy rozwiązali umowę o pracę za porozumieniem stron, urlopy górnicze i urlopy dla pracowników zakładów przeróbki węgla, jako świadczenia pomostowe do czasu uzyskania uprawnień emerytalnych (4 lub 3 lata wcześniej).

Z uwagi na konieczność zmian w złożonym planie zamknięcia polegających na korekcie harmonogramu likwidacji jednostek produkcyjnych, objęcia nim kolejnych kopalń jak również wydłużenia realizacji programu pomocy do 2023 r. już po roku zgłoszono w Brukseli jego zmianę w postaci Programu Restrukturyzacja polskich przedsiębiorstw górniczych SA.46891 (2017/N). Po zmianach wartość planowanej w latach 2015–2023 pomocy na pokrycie kosztów nadzwyczajnych opiewała na 12 671 642,1 tys. zł, z czego 8 820 080,6 tys. zł dotyczyło jednostek postawionych w stan likwidacji po 1 stycznia 2007 r. Wartość planowanej pomocy na zamknięcie nie uległa zmianie, z uwagi na fakt, że została w całości udzielona do końca 2016 r. W dniu 8 lutego 2018 r. Komisja Europejska wydała decyzję o braku zastrzeżeń do wprowadzonych zmian wobec ich zgodności z art. 107 ust. 3 lit. e) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Kolejnej zmiany programu pomocy dla sektora węglowego dokonano w 2019 r. wprowadzając modyfikację w planie zamknięcia kopalń – rezygnację z likwidacji kopalni i zastąpienie jej inną, z uwagi na brak szans na jej rentowność. Ponieważ zmiana ta nie powodowała wzrostu całkowitych kosztów realizacji programu, Komisja zaakceptowała Zmianę planu zamknięcia w polskim górnictwie węgla kamiennego SA. 52832 (2019/N) decyzją z 19 lipca 2019 r.

Pod koniec 2021 r. Polska zgłosiła Komisji Europejskiej kolejny wniosek modyfikujący dotychczasowy plan zamknięcia w zakresie jednostek nim objętych i czasu realizacji do 2027 roku. W następnym roku na wniosek Komisji przedstawiono szereg dodatkowych informacji i wyjaśnień, jednak do końca 2022 r. nie udało się uzyskać decyzji w sprawie zgłoszonych zmian. Zapadła ona dopiero w maju 2023 r. Planowana wielkość pomocy na lata 2015–2027 w ramach zaktualizowanego programu wynosi około 17 mld zł.

W okresie 2011–2022 sektor górnictwa węgla kamiennego w Polsce otrzymał w ramach omówionych powyżej programów restrukturyzacyjnych 10 928 523,58 tys. zł pomocy, z czego 1 635 033,1 tys. zł wydatkowano w okresie 2011–2014, a pozostałą kwotę 9 293 490,5 tys. zł w latach 2015–2022.

W okresie 2011–2014 ponad połowa środków (53,3%) została przeznaczona na realizację działań polikwidacyjnych w kopalniach postawionych w stan likwidacji przed 1 stycznia 2007 r. Znaczny udział (31,5%) miały ekwiwalenty z tytułu prawa do bezpłatnego węgla. Na roszczenia pracownicze przeznaczono 10,5% udzielonej pomocy. Pozostałe środki wy-

datkowano na usuwanie szkód górniczych (1,8%). Pomoc w postaci zwolnień, umorzeń czy odroczeń spłaty zobowiązań stanowiła niewielki odsetek.

Również w latach 2015–2022 największy udział w wydatkach stanowiły te przeznaczone na fizyczną likwidację kopalń oraz działania wykonywane po ich likwidacji. Na ten cel wydatkowano 54,9% środków. Znaczny udział miały wydatki na restrukturyzację zatrudnienia i roszczenia pracownicze (19,4%), w tym koszty wypłaty jednorazowych odpraw pieniężnych i urlopów górniczych. Nieco mniej kosztowały ekwiwalenty z tytułu prawa do bezpłatnego węgla (12,4%). Pomoc w postaci zwolnień ze składek, wpłat, opłat czy podatków oraz dotacja ze środków NFOŚiGW na działania związane z ochroną środowiska stanowiła 7,2%, a na naprawianie szkód górniczych wydatkowano 2,7%. Pomoc na zamknięcie w postaci dopłat do bieżących strat produkcyjnych jednostek stanowiła 3,5% budżetu.

Głównym beneficjentem pomocy w latach 2011–2022 była Spółka Restrukturyzacji Kopalń SA, do której trafiały jednostki produkcyjne przeznaczone do likwidacji z Kompanii Węglowej SA, Katowickiej Grupy Kapitałowej SA, Jastrzębskiej Spółki Węglowej SA, Węglokoks Kraj SA a później także Polskiej Grupy Górniczej SA.

Szczegółowy podział środków pomocy państwa dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2011–2022 został przedstawiony w tabelach 2 i 3.

TABELA 2. Pomoc publiczna dla sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 2011–2014

TABLE 2. State aid to Polish hard coal mining 2011–2014

tys. zł

Pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych		1 635 033,09
w tym	likwidacja kopalń i działania polikwidacyjne	871 979,49
	restrukturyzacja zatrudnienia i roszczenia pracownicze	173 260,41
	naprawianie szkód górniczych	30 292,06
	umorzenia i odroczenia, rozłożenie na raty spłat	8 750,71
	ekwiwalenty z tytułu prawa do bezpłatnego węgla wypłacane przez ZUS	517 645,03
	inne: spłaty pożyczek, dotacje z NFOŚ, zwolnienia ze składek i wpłat w tym na PERON, NFOŚ	33 105,39

TABELA 3. Pomoc publiczna dla sektora węgla kamiennego w Polsce w latach 2015–2022

TABLE 3. State aid to Polish hard coal mining 2015–2022

tys. zł

Pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych		8 972 367,23
w tym	likwidacja kopalń i działania polikwidacyjne	5 100 932,65
	restrukturyzacja zatrudnienia i roszczenia pracownicze	1 805 127,18
	naprawianie szkód górniczych	250 247,05
	ekwiwalenty z tytułu prawa do bezpłatnego węgla wypłacane przez ZUS	1 151 149,61
	inne: spłaty pożyczek, dotacje z NFOŚ, zwolnienia ze składek i wpłat w tym na PERON, NFOŚ	664 910,74
Pomoc na pokrycie bieżących strat produkcyjnych		321 123,26

Podsumowanie

Realizowane przez Polskę po akcesji do struktur unijnych działania restrukturyzacyjne realizowane były przy wsparciu ze środków publicznych. Celem tych działań było osiągnięcie rentowności, dostosowanie zdolności produkcyjnych do zapotrzebowania na surowiec i systematyczne zmniejszanie zaległych zobowiązań całego sektora, jak również łagodzenie skutków dotychczasowej i planowanej restrukturyzacji. Realizowane w latach 2004–2022 działania doprowadziły do znacznej redukcji zdolności produkcyjnych. W omawianym okresie liczba czynnych kopalń uległa zmniejszeniu o blisko połowę, podobnie jak poziom wydobycia i zatrudnienia w sektorze. Władze stosowały w tym okresie przede wszystkim instrumenty służące łagodzeniu skutków ograniczania zdolności produkcyjnych natomiast inwestycje realizowały głównie w oparciu o środki własne. Jedynie niewielki odsetek pomocy przeznaczono na tzw. inwestycje początkowe, w ramach której dofinansowano 24 projekty o charakterze rozwojowo-modernizacyjnym, związane z pracami infrastrukturalnymi lub wyposażeniem koniecznym do eksploatacji złóż węgla w istniejących kopalniach. Pomoc w tym zakresie uzyskało 5 spółek węglowych. Polska nie skorzystała w tym okresie z możliwości udzielenia pomocy na tzw. bieżącą produkcję w odniesieniu do jednostek mających najlepsze perspektywy i będące częścią planu do zasobów węgla. Udzielono natomiast niewielkiej pomocy na dopłaty do bieżącej produkcji węgla dla dwóch jednostek przeznaczonych do likwidacji.

Największą dynamikę spadku zatrudnienia i liczby czynnych kopalń obserwowano w okresach, kiedy te procesy wspierano ze środków publicznych, a więc w latach 2004–2006 i po 2014 roku. Tylko w latach 2015–2022 z jednorazowych odpraw pieniężnych skorzystało 3986 osób, z urlopów górniczych 7480 osób, a z urlopów dla pracowników zakładów przeróbczych 610 osób, co daje łącznie 12,1 tys. osób objętych świadczeniami osłonowymi. Działania restrukturyzacyjne, w tym likwidacja nierentownych jednostek produkcyjnych, umorzenia zobowiązań, redukcja zatrudnienia czy przekazywanie zbędnego majątku do spółki restrukturyzacyjnej w połączeniu z okresami dobrej koniunktury, pozwalały na bieżące spłacanie zobowiązań i utrzymywanie płynności. Jednak analiza osiągniętych przez sektor wyników finansowych wskazuje, że po okresach korzystnych warunków rynkowych, przychody ze sprzedaży spadały, a spółki miały coraz większe problemy z płatnością bieżących zobowiązań. Kolejne transze wsparcia chroniły branżę przed niekontrolowanym procesem likwidacji i zapobiegały niepokojom społecznym, nie doprowadziły jednak do uzyskania przez podmioty wydobywcze trwałej rentowności.

Zestawienie wybranych wskaźników techniczno-ekonomicznych górnictwa węgla kamiennego w Polsce w okresie 2002–2022 przedstawiono w tabeli 4.

Węgiel stanowi o bezpieczeństwie energetycznym Polski. Pomimo dynamicznego rozwoju odnawianych źródeł energii jest on surowcem energetycznym trudnym do zastąpienia. Według informacji Agencji Rynku Energii elektrownie i elektrociepłownie zawodowe oparte na węglu kamiennym odpowiadały za 46,2% produkcji energii w Polsce (69,1% łącznie z jednostkami węgla brunatnego), a całkowite zużycie węgla kamiennego kraju w 2022 r. wyniosło według wstępnych danych 64,5 mln ton. W 2022 r. Polska była największym i niemalże jedynym producentem węgla kamiennego w Unii Europejskiej. Jednocześnie kraje unijne zaimportowały w tym okresie 127 mln ton surowca dla zapewnienia dostaw dla swoich systemów.

TABELA 4. Wybrane wskaźniki górnictwa węgla kamiennego 2002–2022

TABLE 4. Selected indicators of hard coal mining 2002–2022

		2002	2006	2010	2014	2015	2017	2019	2020	2022
Liczba kopalń		41	32	30	29	29	21	20	21	20
Wydobycie	mln t	102,1	94,3	76,2	72,2	72,2	65,5	61,6	54,5	52,8
Średnie zatrudnienie	tys. zatrud.	139,8	118,9	113,3	106,4	91,8	79,4	78,6	76,4	71,1
Wydajność ogólna	t/rok/zatrud	730	793	671	706	761	825	784	712	743
Średnia cena zbytu	zł/t	142,55	183,62	291,75	178,74	258,61	310,87	349,66	313,27	696,53
Wynik finansowy netto	mln zł	-656,80	367,40	1 412,00	-2 203,87	-4 541,23	2 884,63	-2 839,70	-6 464,82	8 894,35

Źródło: opracowanie własne.

Agresja Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. i jej reperkusje na międzynarodowym rynku paliw i energii dobitnie wskazują, jak istotne jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o surowce rodzime. Jednocześnie należy mieć na względzie ambitne cele klimatyczno-energetyczne Unii Europejskiej. Zgodnie z założeniami do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do roku 2040 jednym z filarów polityki będzie suwerenność energetyczna. Jednostki węglowe będą sukcesywnie wycofywane, ale do 2030 r. będą gwarantem dostaw, a potem pełnić rolę uzupełniającą. Zawarte przez władze Polski ze Stroną Społeczną porozumienie tzw. Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego, która ma zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa energetycznego w Polsce, złagodzić skutki społeczne planowanej transformacji i zbudowany na jej podstawie Nowy System Wsparcia, nie mogą być zrealizowane bez wsparcia ze środków publicznych. Na ich zgodę wydać jednak musi Komisja Europejska, co w obowiązującym porządku prawnym będzie trudne do osiągnięcia.

Literatura

Dane gromadzone przez Agencję Rozwoju Przemysłu S.A. Oddział w Katowicach w ramach Programu badań statystycznych statystyki publicznej.

Decyzja Rady z 10 grudnia 2010 r. w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń 2010/787/UE (Dz.U. L 366 z 21.12.2010 r.).

Informacja statystyczna o energii elektrycznej nr 12 – grudzień 2022 ARE.

Rozporządzenie Rady (WE) 1407/2002 z 23 lipca 2002 r. w sprawie pomocy państwa dla sektora węglowego (Dz.U. L 205 z 2.08.2002).

Sytuacja energetyczna w Polsce. Krajowy bilans energii nr 4 2022 ARE.

Założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. marzec 2022 r. [Online] www.gov.pl [Dostęp: 15.12.2023].

Pomoc publiczna dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w świetle regulacji prawnych

Słowa kluczowe: węgiel kamienny, pomoc publiczna, regulacje prawne, Unia Europejska

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono historyczne uwarunkowania, które legły u podstaw dopuszczalności pomocy państwa dla sektora górnictwa węglowego w Europie, jak również regulacje prawne w tym zakresie aktualnie

obowiązujące. Omówiono zasady udzielania wsparcia ze środków publicznych oraz obszary, w których pomoc ta jest dozwolona. Ponadto dokonano przeglądu instrumentów i wielkości pomocy, z jakiej skorzystały przedsiębiorstwa sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce w okresie 2004–2022, a także osiągniętych efektów. Wskazano również na zagrożenia wynikające ze zbliżającego się wygaśnięcia regulacji sektorowych dla polskiego górnictwa węglowego.

Obecnie obowiązująca *Decyzja Rady 2010/787/UE z dnia 10 grudnia 2010 r. w sprawie pomocy ułatwiającej zamykanie niekonkurencyjnych kopalń* pozwala na udzielanie pomocy publicznej sektorowi węglowemu jedynie do końca 2027 r. Począwszy od 2019 r. pomoc ta może być udzielana wyłącznie na pokrycie kosztów niezwiązanych z bieżącą produkcją węgla, czyli tzw. kosztów nadzwyczajnych, wynikających z zamykania nierentownych jednostek produkcyjnych. Nie ma zatem możliwości wspierania ze środków publicznych działań inwestycyjnych w sektorze, pozwalających na zapewnienie dostępu do zasobów węgla i wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego. Tymczasem Polska jest największym i niemal jedynym producentem węgla kamiennego w Unii Europejskiej, który swoje bezpieczeństwo energetyczne opiera na rodzimych źródłach wytwórczych i surowcach energetycznych. Jednak z uwagi na wysokie koszty produkcji i silną konkurencję węgla importowanego, nie jest w stanie w długim horyzoncie czasowym zapewnić trwałej rentowności sektora, bez pomocy państwa, zwłaszcza w obliczu wyraźnych wynikających z polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. Niezbędne jest zatem utrzymanie możliwości wsparcia procesów mających na celu stopniową redukcję zdolności produkcji węgla w Polsce i realizację wcześniej podjętych zobowiązań.

State aid to the hard coal mining sector in Poland in the light of legal regulations

Keywords: hard coal, state aid, legal regulations, European Union

Abstract: The chapter presents the historical conditions that governed the admissibility of state aid for the coal mining sector in Europe, as well as the legal regulations in this field currently in force. The rules for granting public support and the areas where it is allowed are discussed. In addition, a review was made of the instruments and the amount of aid received by companies in the hard coal mining sector in Poland in the period 2004–2022 as well as the results achieved. It also pointed out the risks arising from the impending expiry of sectoral regulations for the Polish coal mining industry.

The current Council Decision 2010/787/EU allows public aid to be granted to the coal sector only until the end of 2027. From 2019, such aid may only be granted to cover costs not related to current coal production, i. e. the so-called extraordinary costs resulting from the closure of unprofitable production units. It is therefore not possible for public funds to support investment in the sector to secure access to coal resources and strengthen energy security. Meanwhile, Poland is the largest and almost the only producer of hard coal in the European Union, which bases its energy security on indigenous production sources and energy raw materials. However, due to high production costs and strong competition from imported coal, it is unable to ensure the long-term viability of the sector without state aid, especially in view of the commitments stemming from the European Union's energy and climate policy. It is therefore necessary to maintain the possibility of supporting processes aimed at the gradual reduction of coal production capacity in Poland and the implementation of previously undertaken commitments.

Anna KIELERZ¹

Zatrudnienie firm usługowych w kopalniach węgla kamiennego w Polsce

Wprowadzenie

Jednym z najtrudniejszych do rozwiązania problemem w okresie transformacji gospodarki była restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego, którego głównym celem było doprowadzenie do funkcjonowania zgodnie z zasadami gospodarki wolnorynkowej. Problem ten próbowano rozwiązać w ramach programów rządowych od 1991 roku (Skibski 2023).

Restrukturyzacja sektora górnictwa węgla kamiennego jest jednym najistotniejszych procesów, trwających w Polsce od 1989 roku, kiedy rozpoczęto transformację gospodarki centralnie planowanej. Przedsiębiorstwa państwowe, zgodnie z zasadą 3S miały być: samodzielne, samorządne i samofinansujące się (Barszczowska 2023).

Aby w sposób bezkonfliktowy i maksymalnie łagodny doprowadzić do rentowności kopalń, jednocześnie chroniąc je przed upadłością oraz zniwelować nadmiar zatrudnienia, wprowadzono szereg programów naprawczych i restrukturyzacyjnych. Wszystkie te programy miały na celu doprowadzenie do stworzenia podwalin działania branży górnictwa węgla kamiennego w warunkach „wolnego rynku” oraz planowanej akcesji w struktury Unii Europejskiej.

Podstawowym celem działań podejmowanych w tym kierunku było doprowadzenie do osiągnięcia przez przemysł górniczy efektywności ekonomicznej oraz zdolności do konkurencyjności na rynkach międzynarodowych. Aby stan ten osiągnąć, należało:

- zrestrukturyzować majątek (zlikwidować obciążenie kopalń majątkiem nieprodukcyjnym),
- dostosować poziom wydobycia do wielkości zapotrzebowania krajowego oraz opłacalnego ekonomicznie eksportu,

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

- zmniejszyć odpowiednio do wymagań rynku moce wytwórcze poprzez likwidację części kopalń,
- zrationalizować wielkość zatrudnienia (Paszczka 2010).

Redukcja zatrudnienia była jednym z priorytetowych zagadnień, które zostały wprowadzane przez zarządy spółek przy znacznym wsparciu elit rządowych. Prowadzona restrukturyzacja zatrudnienia nie dotknęła tylko samych kopalń węgla kamiennego. Pośrednio przyczyniła się do całkowitej likwidacji szkolnictwa zawodowego na poziomie techników i szkół zasadniczych. Do momentu, gdy niedobory pracowników mogły być uzupełniane poprzez alokację pracowników z likwidowanych kopalń stan zatrudnienia nie stwarzał problemów z bezpieczeństwem pracy. Tylko w ten sposób spółki wydobywcze mogły uzupełniać braki w stanach osobowych ze względu na całkowity zakaz zatrudniania nowych pracowników. Następstwem tych czynników było zjawisko zwane „luką pokoleniową” (Kielcerz 2023).

W ślad za zmniejszaniem zatrudnienia w kopalniach węgla kamiennego, coraz większa liczba zadań zarówno pod ziemią, jak i na powierzchni, była realizowane przez firmy usługowe.

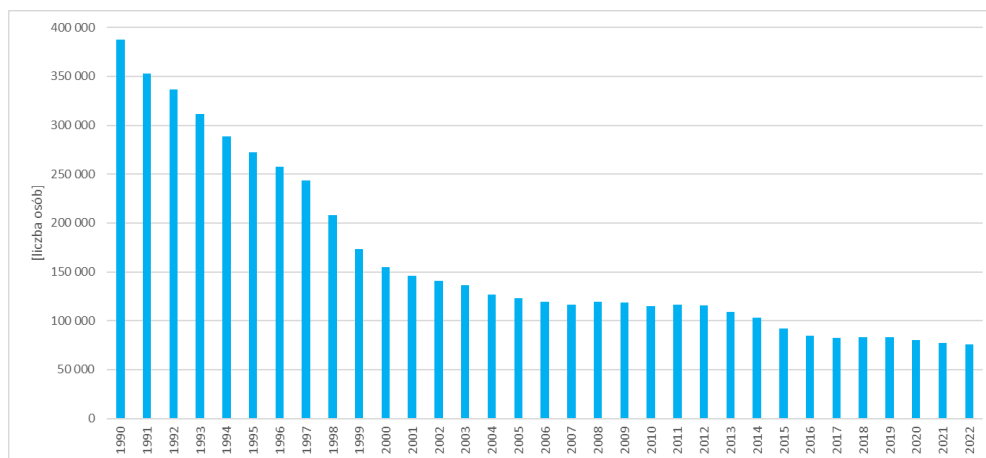
Na rzecz górnictwa węgla kamiennego działa także wiele podmiotów, w tym produkujące maszyny górnicze, firmy usługowe zatrudnione pod ziemią realizujące zadania inwestycyjne, instytuty naukowo-badawcze, a także wyższe uczelnie. Ponadto należy podkreślić, iż Polska jest jednym ze znaczących, światowych producentów węgla koksującego (Paszczka 2013).

Według różnych szacunków liczba pracowników w przedsiębiorstwach powiązanych z górnictwem może oscylować od ok. 57 tysięcy pracowników (Kiewra i in. 2019) do ponad 100 tysięcy miejsc pracy (Frankowski i Mazurkiewicz 2020), a zgodnie z szacunkami samorządu gospodarczego w sektorze tak zwanego zaplecza górniczego, zatrudnionych może być nawet łącznie ok. 400 tysięcy osób (Raport GIPH 2020).

1. Zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego

Na rysunku 1 przedstawiono stan zatrudnienia na ostatni dzień roku od początku restrukturyzacji zatrudnienia w sektorze górnictwa węgla kamiennego do 2022 roku: w latach 1990—2007 odnotowywano stałą tendencję spadkową. W latach 1993—2003 wystąpił spadek liczby pracowników kopalń z ponad 311 tysięcy na koniec 1993 roku do ponad 136 tysięcy na koniec 2003 roku, tj. wynosiło ono 43,8% zatrudnienia w odniesieniu do końca 1993 roku. W latach 2008—2015 zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego wykazało się zmiennością rok do roku. W roku 1990 zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego wynosiło prawie 390 tys. osób. W trakcie procesów dostosowawczych do gospodarki rynkowej spadło ono do 136 tysięcy w roku 2003, tj. o 65%. Natomiast w okresie 2003—2022 zatrudnienie na ostatni dzień 2022 roku wynosiło 75 470 osób i stanowiło 55,3% zatrudnienia na koniec 2003 roku, tj. nastąpił spadek zatrudnienia o prawie 61 tys. osób (Kielcerz 2023).

Na przestrzeni ostatnich 32 lat systematycznie malał udział pracowników zatrudnionych na powierzchni. Lata 2008—2012 to stabilizacja na poziomie 22,2–22,4%, natomiast od 2013 roku wolumen osób zatrudnionych na powierzchni wykazuje wahania w przedziale



Rys. 1. Struktura zatrudnienia pracowników kopalń w latach 1990–2022

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP SA

Fig. 1. Employment structure of mine employees in the years 1990–2022

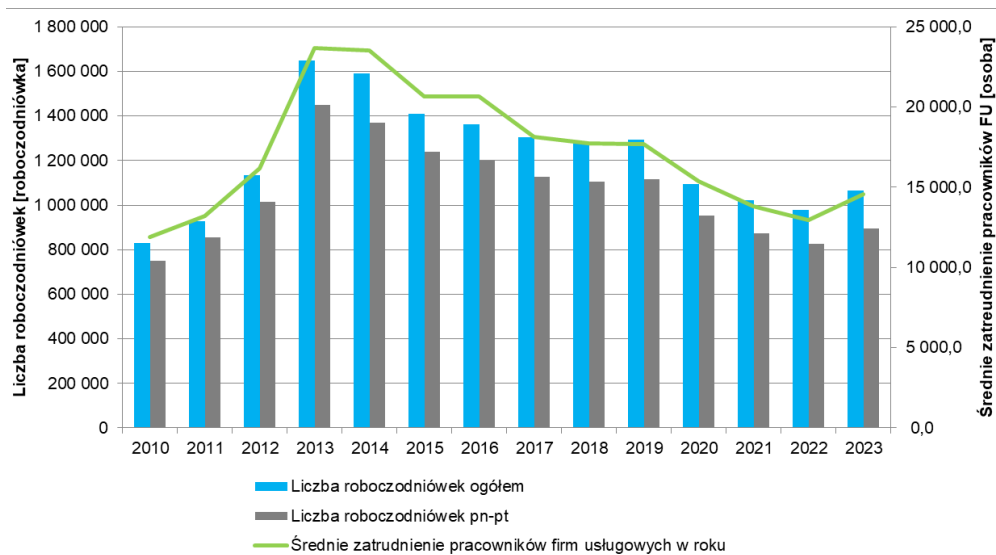
od 22 do 24%. Udział pracowników zatrudnionych na powierzchni w 2022 roku wyniósł tyle samo, co w 2007 roku i 2021 roku, tj. 23%.

2. Firmy usługowe wykonujące prace w kopalniach węgla kamiennego

W górnictwie węgla kamiennego prace są wykonywane pod ziemią i na powierzchni nie tylko przez pracowników kopalń, ale również przez pracowników firm usługowych. Średnio około 80% prac jest wykonywanych przez firmy usługowe po wygraniu postępowań przetargowych. W niniejszej pracy zostało omówione średnie zatrudnienie, roboczodniówki i kategorie prac wykonywanych przez pracowników firm usługowych na terenie kopalni węgla kamiennego. Występujące w tym rozdziale określenie „średnie zatrudnienie” w odniesieniu do firm usługowych odnosi się wyłącznie do osób faktycznie wykonujących prace na terenie danej kopalni/zakładu. Nie uwzględnia natomiast czasu i osób świadczących/wykonywających prace na rzecz danej kopalni/zakładu, lecz poza terenem działania kopalni/zakładu.

W okresie 2010–2013 obserwujemy wzrost rok do roku liczby przepracowanych roboczodniówek, a w kolejnych latach następuje systematyczny spadek rok do roku przepracowanych roboczodniówek przy utrzymaniu się średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych na stałym poziomie. W 2013 roku wystąpiła największa liczba przepracowanych roboczodniówek średnio kwartalnie w roku, tj. 1 647 719 roboczodniówek ogółem średnio w kwartale oraz 1 449 504 roboczodniówek przepracowanych w dniach poniedziałek–piątek. Liczba przepracowanych roboczodniówek oraz średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych były na zbliżonym poziomie w latach 2015–2016, natomiast w 2017 roku nastąpił spadek liczby pracowników firm usługowych, a następnie w okresie 2017–2019 utrzymał się

na zbliżonym poziomie. W latach 2019–2022 następuje coroczny spadek liczby przepracowanych roboczodniówek, porównując rok do roku. W 2023 roku widzimy wzrost średniego zatrudnienia o 12% oraz liczby przepracowanych roboczodniówek ogółem o 9% w odniesieniu do 2022 roku.



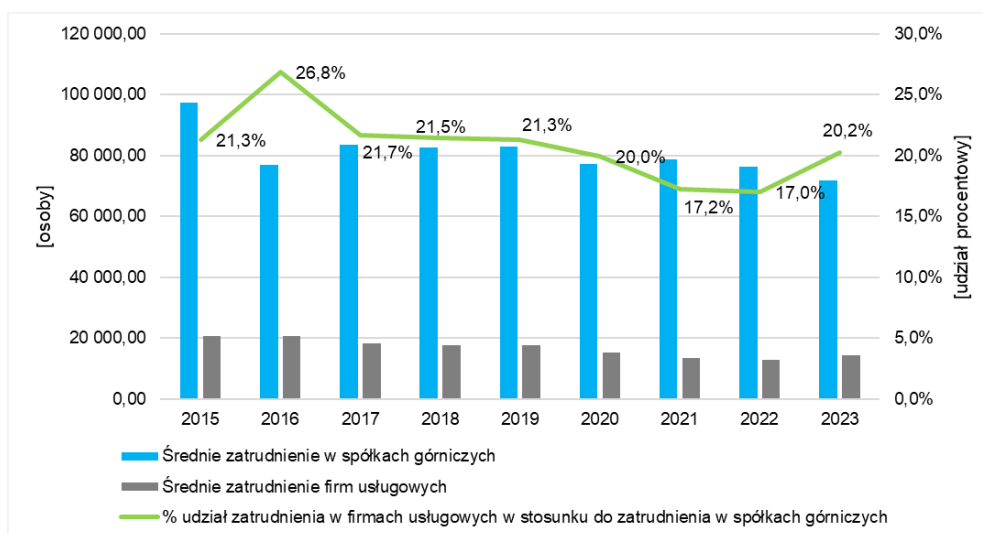
Rys. 2. Liczba roboczodniówek i średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych w latach 2010–2023
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP SA

Fig. 2. Number of working days and average employment of employees of service companies in 2010–2023

Rysunek 3 przedstawia średnie zatrudnienie w kopalniach zasadniczych przedsiębiorstw górniczych pracowników własnych oraz średnie zatrudnienie w firmach usługowych.

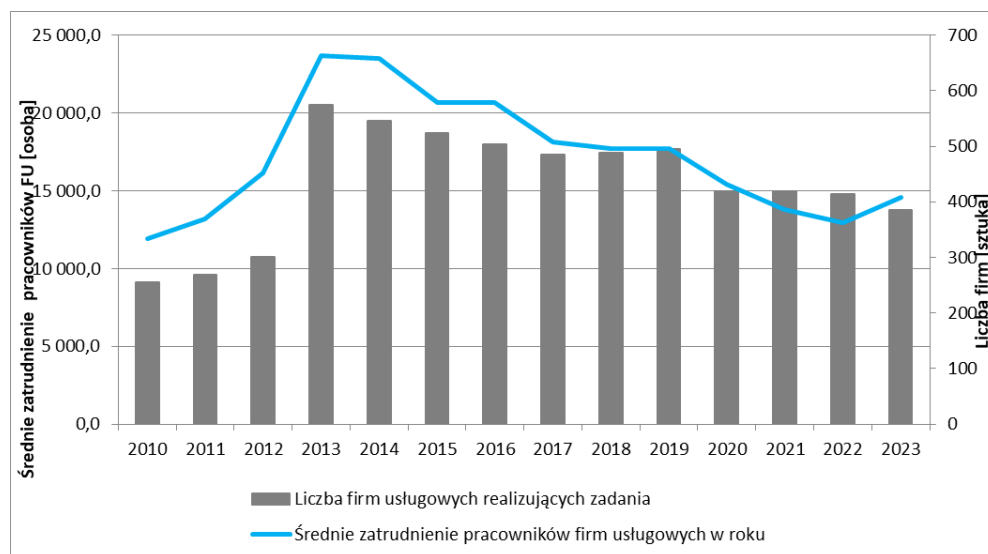
Średnie zatrudnienie w firmach usługowych w 2023 roku stanowiło 20,2% zatrudnienia w kopalniach/zakładach przedsiębiorstw górniczych. W okresie 2015–2023 udział pracowników firm usługowych w wykonywaniu prac w przedsiębiorstwach górniczych mieścił się w przedziale 20,0–26,8%, z wyłączeniem okresu 2021–2022 (pandemia COVID), gdzie stanowił on 17%.

Średnią liczbę firm usługowych wykonujących prace w kopalniach węgla kamiennego w poszczególnych latach oraz średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych przedstawia rysunek 4. W latach 2010–2012 corocznie wzrastała liczba firm usługowych wykonujących prace w górnictwie. W 2013 roku nastąpiła zmiana sposobu raportowania w zakresie prac wykonywanych na powierzchni kopalń, wynikiem czego jest skokowy wzrost liczby firm wykonujących prace na powierzchni. Od 2016 roku występuje zauważalny spadek średniej liczby firm usługowych wykonujących prace w kopalniach. W konsekwencji następował również systematyczny spadek średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych, w okresie 2017–2019 nastąpiła stabilizacja na tym samym poziomie, a od 2020 roku widoczny jest spadek rok do roku do 385 firm usługowych średnio w I półroczu 2023 roku.



Rys. 3. Średnie zatrudnienie pracowników w spółkach węglowych i firmach usługowych w latach 2015–2023
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP SA

Fig. 3. Average employment of employees in coal companies and service companies in 2015–2023



Rys. 4. Liczba firm usługowych realizujących zadania oraz średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych w roku w latach 2010–2023
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP SA

Fig. 4. Number of service companies carrying out tasks and average employment of employees of service companies per year in 2010–2023

Firmy usługowe realizują w kopalniach/zakładach prace, które zostały podzielone na kategorie robót, osobno na powierzchni oraz pod ziemią. Przypisania zadania do kategorii robót z dostępnego katalogu dokonują samodzielnie kopalnie.

2.1. Prace wykonywane pod ziemią przez firmy usługowe

W I półroczu 2023 roku w górnictwie węgla kamiennego pod ziemią pracowało łącznie 179 firm usługowych, które realizowały 854 zadania, z czego 760 z nich było realizowanych po przeprowadzeniu postępowań przetargowych na ich realizację. Przy realizacji zlecanych firmom usługowym zadań w dniach od poniedziałku do piątku w I półroczu 2023 roku przepracowano 1008,9 tysięcy roboczodniówek, a łącznie z dniami wolnymi 1210,3 tysięcy roboczodniówek. Przeciętne zatrudnienie pracowników firm usługowych w okresie od poniedziałku do piątku wyniosło łącznie 8,1 tysięcy pracowników.

Rodzaje prac, które wykonują pod ziemią kopalń firmy usługowe, podzielone zostały na następujące kategorie:

- Roboty udostępniające i przygotowawcze – drażnienie wyrobisk,
- Roboty eksploatacyjne – wydobywanie węgla,
- Pozostałe, zbrojenie i likwidacja – trasy transportu, odstawa, rurociągi,
- Pozostałe roboty specjalistyczne,
- Montaż i likwidacja maszyn i urządzeń, kompleksów ścianowych,
- Odmetanowywanie górotworu w tym wiercenie otworów, montaż i demontaż rurociągów,
- Obsługa i konserwacja – odstawa, transport poziomy i pionowy, pompowanie wody,
- Pobierki, przebudowy, wykonywanie i czyszczenie chodników wodnych, ścieków,
- Usługi remontowe, serwisowe, pomiarowe, badania i odbiory maszyn i urządzeń,
- Wyciągi szybkie – remonty, modernizacja i likwidacja,
- Wzmocnienie i izolacja wyrobisk – kotwienie, klejenie, torkretowanie, wiercenie.

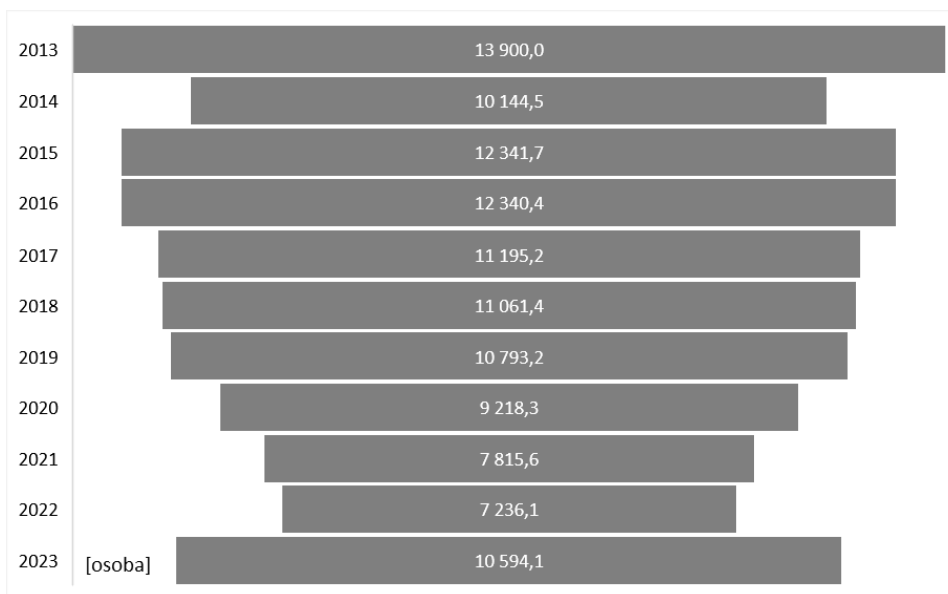
W I półroczu 2023 roku pracownicy firm usługowych przy pracach związanych z *robotami udostępniającymi i przygotowawczymi – drażnienie wyrobisk* przepracowali 364 008 roboczodniówek ogółem (30,1% ogólnej liczby roboczodniówek).

Kolejne dwie kategorie z największą liczbą roboczodniówek to *pozostałe* oraz *obsługa i konserwacja*, gdzie przepracowano odpowiednio 28,1% (340 337 roboczodniówek) oraz 17,9% (216 979 roboczodniówek). Pozostałe kategorie łącznie stanowią 23,9% wszystkich przepracowanych w I półroczu 2023 roku pod ziemią roboczodniówek.

W okresie 2013–2022 w ogóle przepracowanych roboczodniówek wzrósł o 29,9% udział prac wykonywanych przy *obsłudze i konserwacji*, zmniejszył się o 67,7% udział prac przy *robotach udostępniających*. W całym analizowanym okresie są to dwie dominujące kategorie prac wykonywanych pod ziemią.

Rysunek 5 przedstawia zmianę średniego pracowników firm usługowych pod ziemią w latach 2013–2023. Obserwujemy duże zmiany średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych pod ziemią w kopalniach węgla kamiennego w poszczególnych latach. W latach 2015–2016 średnie zatrudnienie kształtowało się na podobnym do siebie poziomie.

Od 2017 roku widoczny jest systematyczny spadek średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych rok do roku. W 2023 roku średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych pod ziemią wzrosło o 46,4% w odniesieniu do 2022 roku, natomiast jest niższe o 23,8% niż w 2013 roku.



Rys. 5. Średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych w roku pod ziemią w latach 2013–2023
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP SA

Fig. 5. Average employment of employees of service companies per year underground in 2013–2023

2.2. Prace wykonywane na powierzchni przez firmy usługowe

Na powierzchni w I półroczu 2023 roku w górnictwie węgla kamiennego zatrudniano łącznie 364 firmy usługowe, które realizowały 1047 zadań, z czego 865 zadań było realizowanych po przeprowadzeniu postępowań przetargowych na ich realizację. Pracownicy tych firm przepracowali łącznie 921,3 tys. roboczodniówek, w tym w dniach od poniedziałku do piątku 782,2 tys. roboczodniówek. W I półroczu 2023 roku średnia liczba zatrudnionych pracowników firm usługowych do prac na powierzchni w dniach od poniedziałku do piątku wyniosła prawie 6,5 tys. osób.

Rodzaje prac, które wykonują na powierzchni kopalń firmy usługowe podzielone zostały na następujące kategorie:

- Usługi związane z ochroną osób i mienia,
- Obsługa placów składowych, magazynów, usługi transportowe w tym kolejowe,
- Obsługa lampiarni, markowni, łaźni, pralni i usługi porządkowe,
- Naprawy, remonty maszyn i urządzeń, usługi warsztatowe,

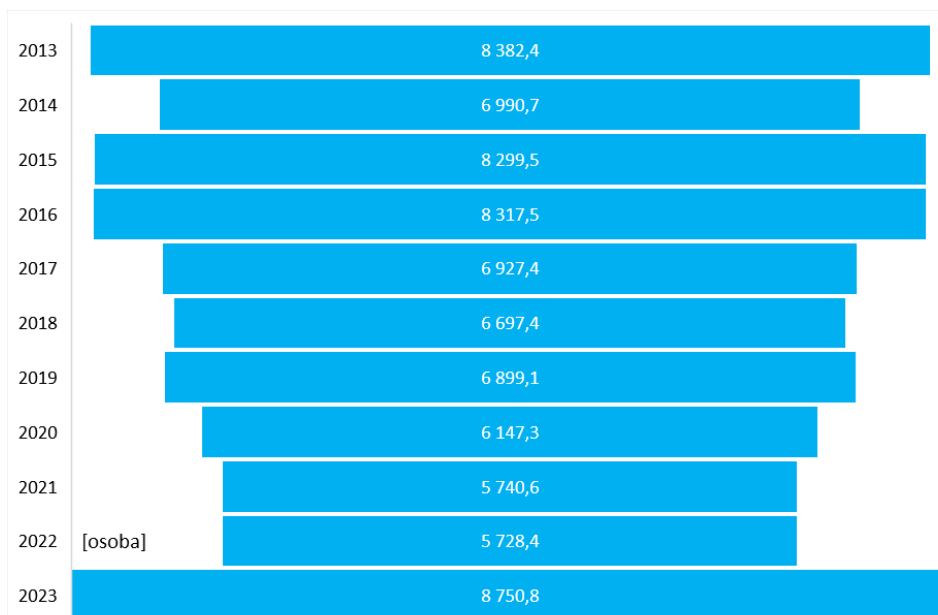
- Roboty inwestycyjne, budowlane w tym modernizacyjne,
- Utrzymanie ruchu urządzeń podstawowych,
- Obsługa zwałów i załadunek węgla,
- Pozostałe usługi.

W I półroczu 2023 roku pracownicy firm usługowych przepracowali 382 893 roboczodniówki przy usługach związanych z ochroną osób i mienia oraz obsługą placów składowych, magazynów, usługach transportowych, w tym kolejowych, co stanowiło 41,6% roboczodniówek ogółem na powierzchni. W następnej w kolejności kategorii obsługa lampowni, maskowni, łaźni, pralni, usługach porządkowych przepracowano o ponad 1/4 mniej roboczodniówek (tj. 144 470) niż w wyżej wymienionej kategorii.

W okresie 2013–2022 w całości przepracowanych na powierzchni roboczodniówek zmniejszył się o $\pm 35\%$ udział prac przy usługach związanych z ochroną oraz obsługą placów składowych.

W całym analizowanym okresie są to dwie dominujące kategorie prac wykonywanych na powierzchni.

Rysunek 6 przedstawia zmianę średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych na powierzchni w latach 2013–2023. Obserwujemy na nim duże zmiany średniego zatrudnienia. W latach 2015–2016 średnie zatrudnienie kształtowało się na poziomie średniego zatrudnienia w 2013 roku. W latach 2017–2019 mamy zmniejszenia się średniego zatrudnienia o ok. 17% w stosunku do lat 2015–2016, a następnie od 2020 roku systematyczne zmniejszanie



Rys. 6. Średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych w roku na powierzchni w latach 2013–2023
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP SA

Fig. 6. Average employment of employees of service companies per year on the surface in 2013–2023

się średniego zatrudnienia rok do roku. W 2023 roku było najwyższe średnie zatrudnienie pracowników firm usługowych na powierzchni w analizowanym okresie, tj. 2013–2023, które jest o 4,5% wyższe niż w 2013 roku.

Podsumowanie

Transformacja gospodarki, która rozpoczęła się w 1989 roku, zastała górnictwo węgla kamiennego w Polsce w sytuacji bardzo dla branży niekorzystnej. Spadek zapotrzebowania na węgiel w kraju i za granicą, niekorzystne ceny na rynkach zagranicznych powodował zapaść polskiego górnictwa węgla kamiennego. Zamrożenie cen węgla na rynku krajowym spowodowało wzrost zadłużenia wobec właściwie wszystkich możliwych instytucji. Zasadniczą przyczyną pogarszającej się efektywności było nadmierne utrzymywanie zdolności produkcyjnych. Adaptacja branży górniczej do potrzeb gospodarki rynkowej wymusza dostosowanie produkcji węgla do potrzeb rynku, a co za tym idzie do racjonalnej gospodarki zasobami ludzkimi. Spowodowało to konieczność ograniczenia zatrudnienia w kopalniach (Mitręga 2001).

Zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego na przestrzeni ostatnich 32 lat, tj. okres 1990–2022, uległo systematycznemu obniżeniu. Warto zauważyć, że na ostatni dzień 2022 roku zatrudnienie w sektorze górnictwa węgla kamiennego wynosiło 75 470 osób i stanowiło 55,3% zatrudnienia na koniec 2003 roku, tj. wystąpił spadek zatrudnienia o prawie 61 tys. osób. Równocześnie obserwujemy, że obok pracowników kopalń węgla kamiennego prace w kopalniach węgla kamiennego wykonują pracownicy firm usługowych, którzy stanowią ok. 20% zatrudnienia pracowników własnych kopalń. Pracownicy firm usługowych wykonują prace niezbędne do prawidłowego funkcjonowania kopalń węgla kamiennego, np. roboty udostępniające i przygotowawcze, odmetanowywanie, usługi ochrony, utrzymanie ruchu urządzeń podstawowych.

Liczba przepracowanych roboczodniówek przy utrzymaniu się średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych utrzymała się na stałym poziomie w latach 2015–2016, natomiast w 2017 roku nastąpił spadek liczby pracowników firm usługowych, a następnie w okresie 2018–2019 utrzymał się na zbliżonym do siebie poziomie. W latach 2020–2022 następuje spadek liczby przepracowanych roboczodniówek, porównując rok do roku. W 2023 roku zauważamy wzrost średniego zatrudnienia o 12% oraz liczby przepracowanych roboczodniówek ogółem o 9% w odniesieniu do 2022 roku.

W 2023 roku w kopalniach węgla kamiennego prace wykonywało 385 firm usługowych, które stanowiły 72% firm usługowych wykonujących prace w kopalniach węgla kamiennego w 2013 roku. Spadek liczby firm usługowych w 2023 roku w odniesieniu do 2013 roku jest mniejszy niż spadek liczby przepracowanych roboczodniówek (o 35%) i średniego zatrudnienia (o 39%). Biorąc pod uwagę kryterium liczby wykonywanych zadań, to w przypadku prac pod ziemią na 179 firm usługowych wykonujących prace w kopalniach węgla kamiennego pierwsze 13 firm usługowych wykonało 32,8% wszystkich zadań pod ziemią. Natomiast przy pracach na powierzchni na 364 firmy usługowe wykonujących prace w kopalniach węgla kamiennego pierwsze 14 firm usługowych wykonało 21,5% wszystkich zadań na powierzchni.

Literatura

- Barszczowska, B. 2023 – Monitorowanie i kontrola procesu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w latach 2003–2023. [W:] Galos K. i Barszczowska B. red. *Jak to z tym węglem było, jest i będzie*. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN.
- Frankowski, J. i Mazurkiewicz, J. 2020 – Województwo śląskie w punkcie zwrotnym transformacji. IBS Research Report, październik 2020.
- Kielierz, A. 2023 – Zmiana stanu zatrudnienia a struktura stażowo-wiekowa i wykształcenie w latach 2003–2022 w sektorze górnictwa węgla kamiennego. [W:] Galos K. i Barszczowska B. red. *Jak to z tym węglem było, jest i będzie*. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN.
- Kiewra i in. 2019 – Kiewra, D., Szpor, A. i Witajewski-Baltvilks, J. 2019 – Sprawiedliwa transformacja węglowa w regionie śląskim. Implikacje dla rynku pracy. IBS Research Report, maj 2019.
- Mitręga, M. 2001 – *Restrukturyzacja umiejscowiona. Socjalne i regionalne aspekty przemian w górnictwie węgla kamiennego*. Katowice: Wydawnictwo Uniwersytetu Śląskiego.
- Paszczka, H. 2010 – *Procesy restrukturyzacyjne w polskim górnictwie węgla kamiennego w aspekcie zrealizowanych przemian i zmiany bazy zasobowej*. Górnictwo i Geoinżynieria Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica 3, Kraków.
- Paszczka, H. i Grzybowski, W. 2014 – Udział specjalistycznych firm zewnętrznych w budowie pozycji polskiego górnictwa węgla kamiennego. [W:] Białek J., Mielimąka R. i Czerwińska-Lubszczyk A. red. *Górnictwo perspektywy, zagrożenia. BHP oraz ochrona i rekultywacji powierzchni*, s. 198–209, Gliwice.
- Skibski, M. i Sołtys, R. 2023 – Restrukturyzacja sektora górnictwa węgla kamiennego – przegląd działań i programów. [W:] Galos K. i Barszczowska B. red. *Jak to z tym węglem było, jest i będzie*. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN.
- Sytuacja przedsiębiorstw okologórnicznych w Polsce. Opracowanie wykonane na zlecenie Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej, grudzień 2020.

Zatrudnienie firm usługowych w kopalniach węgla kamiennego w Polsce

Słowa kluczowe: firma usługowa, górnictwo węgla kamiennego, kopalnia, roboczodniówki

Streszczenie: W górnictwie węgla kamiennego zadania są wykonywane pod ziemią i na powierzchni nie tylko przez pracowników kopalń węgla kamiennego, ale również przez pracowników firm usługowych. W niniejszym rozdziale zostało omówione średnie zatrudnienie (suma średniego zatrudnienia w poszczególnych miesiącach roku podzielona przez liczbę miesięcy), roboczodniówki (dzień pracy, składający się określonej liczby godzin, w czasie których pracownik wykonuje swoje obowiązki) i kategorie prac wykonywanych przez pracowników firm usługowych na terenie kopalni węgla kamiennego.

W okresie 2009–2013 obserwujemy wzrost rok do roku przepracowanych roboczodniówek, a w kolejnych latach następuje systematyczny spadek rok do roku przepracowanych roboczodniówek przy utrzymaniu się średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych na stałym poziomie. W 2013 roku odnotowano największą liczbę przepracowanych średnio kwartalnie w roku roboczodniówek. Wyniosła ona 1 647 719 roboczodniówek ogółem oraz 1 449 504 roboczodniówek przepracowanych w dniach poniedziałek-piątek. Liczba przepracowanych roboczodniówek przy utrzymaniu się średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych utrzymała się na stałym poziomie w latach 2015–2016, natomiast w 2017 roku nastąpił spadek liczby pracowników firm usługowych, a następnie w okresie 2017–2019 utrzymał się na zbliżonym poziomie. W latach 2020–2022 następuje coroczny spadek liczby przepracowanych roboczodniówek porównując rok do roku oraz w odniesieniu do 2019 roku. W 2023 roku widzimy wzrost średniego zatrudnienia o 12% oraz liczby przepracowanych roboczodniówek ogółem o 9% w odniesieniu do 2022 roku. Od 2015 roku występuje zauważalny spadek średniej liczby firm usługowych wykonujących prace w kopalniach. W konsekwencji następował również systematyczny spadek średniego zatrudnienia pracowników firm usługowych, w okresie 2017–2019 nastąpiła stabilizacja na średnio tym samym poziomie, od 2020 roku widoczny jest spadek rok do roku do 385 firm usługowych średnio w I półroczu 2023 roku.

Employment of service companies in hard coal mines

Keywords: service companies, hard coal mining, mine, man-day

Abstract: In hard coal mining, tasks are performed underground and on the surface not only by employees of hard coal mines, but also by employees of service companies. This chapter discusses the average employment (the sum of average employment in individual months of the year divided by the number of months), working days (working day, consisting of a specific number of hours during which the employee performs his duties) and categories of work performed by employees of service companies in a hard coal mine.

In the period 2009–2013, we observe a year-on-year increase in the number of working days worked, and in the following years there is a systematic year-on-year decrease in the number of working days worked, while the average employment of employees of service companies remains at a constant level. In 2013, the highest number of working days worked on average quarterly during the year was recorded. It amounted to 1,647,719 total work-days and 1,449,504 work-days worked on Monday-Friday. The number of working days worked while maintaining the average employment of employees of service companies remained at a constant level in 2015–2016, while in 2017 there was a decrease in the number of employees of service companies, and then in the period 2017–2019 it remained at a similar level. In the years 2020–2022, there is an annual decrease in the number of working days worked, comparing year to year and in relation to 2019. In 2023, we see an increase in average employment by 12% and the number of total work days worked by 9% compared to 2022. Since 2015, there has been a noticeable decline in the average number of service companies performing work in mines. As a consequence, there was also a systematic decline in the average employment of employees of service companies, in the period 2017–2019 there was stabilization at the same level on average, from 2020 there was a visible year-on-year decline to 385 service companies on average in the first half of 2023.

Jarosław BEDNORZ¹

35 lat reformowania górnictwa węgla kamiennego w Polsce

Wprowadzenie

Procesy transformacji ustrojowej w Polsce odbywały się na wielu płaszczyznach. Obok reform finansowych, ekonomicznych, technologicznych dotyczyły one również sfery mentalnej. Dotknęły wszystkie branże polskiego systemu gospodarczego, w tym górnictwo węgla kamiennego. Znacjonalizowane kopalnie w okresie przedtransformacyjnym były pod szczególną opieką władz poprzedniego systemu. Węgiel kamienny stał się podstawowym dobrem narodowym i niezbędnym surowcem w wysoce energochłonnej gospodarce. Był jedynym towarem eksportowym dostarczającym niezbędnych dewiz potrzebnych na państwowe zakupy zagraniczne (Jackiewicz 1959). Upadek PRL postawił przed górnictwem wiele nowych wyzwań. Dotyczyły one przejścia z gospodarki ręcznie sterowanej do zasad „wolnego rynku”. Niestety górnictwo nie do końca było podporządkowane tym procesom. Nie wprowadzono zasad wolnorynkowych, a tworzone ich kompilacje poprzednio stosowanymi metodami zarządzania branż. Stworzenie z górnictwa kotwicy inflacyjnej, czyli uwolnienie wszystkich cen, z wyjątkiem cen węgla, było początkiem jego zapaści finansowej. Eksperymenty ze strukturą branży nie pozwalały na stworzenie modelu firmy dostosowanej do wizji nowoczesnego przedsiębiorstwa. Wysokie upolitycznienie górnictwa węgla kamiennego, częste zmiany zarządów i brak ich odpowiedzialności karno-finansowej nie pomagały reformie. Dodatkowo pośpiech w realizacji założonych zadań spowodował nieprzewidziane skutki w postaci starzenia się załogi czy luki pokoleniowej. Działania te doprowadziły do tego, że w wielu dziedzinach górnictwo wykazuje wielkie opóźnienie. Dlatego konieczna jest kontynuacja rozpoczętych przemian we wszystkich sferach.

1. Prawne podstawy reformy górnictwa węgla kamiennego w Polsce

O konieczności reformowania polskiego górnictwa węgla kamiennego oraz niemożności jego utrzymania w dotychczasowej formie zadawali sobie sprawę decydenci komunistyczni już w roku 1988. I od tej daty można liczyć procesy transformacji tego sektora. Ostatni komunistyczny rząd PRL na przełomie 1988/1989 przygotował plan konsolidacji Gospodarki Narodowej na lata 1989–1990. Była to pierwsza próba uwolnienia gospodarki narodowej i wprowadzenie zasad, choć w ograniczonym stopniu, wolnorynkowych. Na dalszą sytuację polityczną wpływ miały wydarzenia tzw. Okrągłego Stołu i pierwsze częściowo wolne wybory (Frużyński 2012).

Okres kres transformacji podzielić na kilka etapów:

- I – przełom 1988–1989;
- II – lata 1989–1992;
- III okres – lata 1993–1995;
- IV okres – lata 1996–1997;
- V okres – lata 1998–2002;
- VI okres – lata 2003–2006;
- VII okres – lata 2007–2015 (Bednorz 2015);
- VIII okres od 2016 do dziś.

W okresach tych przygotowano szereg programów naprawczych dla sektora (Paszczka 2010). Poszczególne etapy miały doprowadzić do wzrostu rentowności sektora, zmniejszenia poziomu wydobycia węgla kamiennego poprzez racjonalizację jego pozyskania, a przede wszystkim poprzez likwidację zbędnych mocy produkcyjnych czyli de facto zamykanie kopalń. Zakładano obniżenie poziomu zatrudnienia przy zastosowaniu różnego rodzaju środków osłonowych w postaci między innymi urlopów górniczych, świadczeń aktywizujących czy odpraw bezwarunkowych, co miało na celu głównie zapobieżenie niepokojom społecznym. W założeniu działania to miały doprowadzić do umocnienia się branży i jej późniejszą prywatyzację.

W okresie 1988–2023 wdrożono następujące plany restrukturyzacyjne oraz ich korekty:

- „Plan konsolidacji Gospodarki Narodowej na lata 1989–1990” (Ustawa grudzień 1988);
- „Program reform i harmonogramy restrukturyzacji w sektorze energetycznym” przyjęty 17 września 1991 r.;
- „Propozycje w sprawie programów restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego i brunatnego, gazownictwa i przemysłu paliw ciekłych” przyjęte w maju 1992 r.;
- „Program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce – realizacja I etapu w ramach możliwości finansowych państwa” przyjęty 15 marca 1993 r.;
- „Program powstrzymania upadłości górnictwa węgla kamiennego w Polsce w okresie od 17.07.1993 do 31.12.1993 roku” z lipca 1993 r.;
- „Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego program dla realizacji drugiego etapu w okresie 1994–1995” przyjęty w lutym 1994 r.;
- „Górnictwo węgla kamiennego, polityka państwa i sektora na lata 1996–2000. Program dostosowania górnictwa węgla kamiennego do warunków gospodarki rynkowej i międzynarodowej konkurencyjności” przyjęty 30 kwietnia 1996 r.;

- „Korekta Programu dostosowania górnictwa węgla kamiennego do warunków gospodarki rynkowej i międzynarodowej konkurencyjności z kwietnia 1996 r.” przyjęta w maju 1997 r.;
- „Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002. Został przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 30.06.1998 r.”;
- „Korektę programu rządowego. Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002” przyjęta 21 grudnia 1999 r.;
- „Program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2003–2006 z wykorzystaniem ustaw antykrzysowych i zainicjowaniem prywatyzacji niektórych kopalń. Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 20.11.2002 r.”;
- „Program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2003–2006 z wykorzystaniem ustaw antykrzysowych i zainicjowaniem prywatyzacji niektórych kopalń. Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 20.11.2002 r. (z korektami wynikającymi z Porozumienia strony rządowej ze stroną związkową z dnia 11 grudnia 2002 r. oraz korektami wynikającymi ze stanu prawnego sektora na dzień 10 stycznia 2003 r. Korekta przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 28.01.2003 r.”;
- „Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w latach 2004–2006 oraz strategia na lata 2007–2010. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 27.04.2004 r.”;
- „Plan dostępu do zasobów węgla kamiennego w latach 2004–2006 oraz plan zamknięcia kopalń w latach 2004–2007. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 07.09.2004 r.”;
- „Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r.”
- „Program działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015” – przyjęty przez Radę Ministrów 31 lipca 2007;
- Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce Program obejmuje okres do 2030 i prezentuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r.;
- Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Program obejmuje okres do 2030 i prezentuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r. uwzględnia korekty przyjęte przez Radę Ministrów 30 września 2019 r.;
- Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Program obejmuje okres do 2030 r. i prezentuje kierunki transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r. uwzględnia korekty przyjęte przez Radę Ministrów w dniach 30 września 2019 r. i 11 stycznia 2022 r.;
- Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Program obejmuje okres do 2030 r. i prezentuje kierunki transformacji sektora górnictwa węgla

kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r. uwzględnia korekty przyjęte przez Radę Ministrów 30 września 2019 r., 11 stycznia 2022 r. oraz 27 października 2022 r.

Jako swoistego rodzaju program można uznać również zawartą w dniu 28 maja 2021 r. „Umowę społeczną dotyczącą transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego” (Umowa 2021).

Jak można zauważyć, występuje mnogość programów z jeszcze większą ilością przeprowadzonych korekt i zmian zwłaszcza w ostatnim okresie. Co więcej programy te były tworzone, przynajmniej w początkowym okresie czasu, na okres 2-4 lat. Należałoby zadać pytania czy taki sposób działania mógł dawać jakikolwiek efekt czy to ekonomiczny czy gospodarczy? Pomimo że Plan ruchu zakładu górniczego sporządza się na okres od 2 do 6 (Ustawa 2011) lat, tego rodzaju działania nie mogły przynieść pozytywnych zjawisk.

W celu umożliwienia realizacji powyższych programów wprowadzono szereg ustaw m.in. Podstawami prawnymi dla powyższych programów oraz regulującymi funkcjonowanie kopalń w przestrzeni społeczno-gospodarczej były następujące ustawy:

- Ustawa z dnia 5 lutego 1993 r. *o przekształceniach własnościowych niektórych przedsiębiorstw państwowych o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa* (Dz.U. 1993, Nr 16, poz. 69);
- Ustawa z dnia 26 listopada 1998 r. *o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych* (Dz.U. 1998, Nr 162, poz. 1112 z późn. zmianami);
- Ustawa z dnia 15 grudnia 2000 r. *o zmianie ustawy o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych* (Dz.U. 2001, Nr 5, poz. 41);
- Ustawa z dnia 5 grudnia 2002 r. *o zmianie ustawy o dostosowaniu górnictwa węgla kamiennego do funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej oraz szczególnych uprawnieniach i zadaniach gmin górniczych* (Dz.U. 2002, Nr 238, poz. 2020);
- Ustawa z dnia 28 listopada 2003 r. *o restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w latach 2003–2006* (Dz.U. 2003, Nr 210, poz. 2037 z późn. zm.);
- Ustawa z dnia 7 września 2007 r. *o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w latach 2008–2015* (Dz.U. 2007, Nr 192, poz. 1379 z późn. zm.). Z dniem 4 lutego 2015 r. tytuł ustawy otrzymał brzmienie – *Ustawa z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego*.

Ostatnia ustawa doczekała się kilkunastu nowelizacji na przestrzeni czasu jej obowiązywania. Powyższe programy oraz akty prawne miały stworzyć podwaliny i umożliwić proces nazywany reformą górnictwa węgla kamiennego.

2. Reforma administracyjna polskiego górnictwa węgla kamiennego

Okres PRL to rozbudowa istniejących i budowa nowych zakładów wydobywczych. Okres przełomu roku 1988/1989 to funkcjonowanie w Polsce 70 kopalń czynnych oraz 3 w budowie

(Paszczka 2010). Największe Górnśląskie Zagłębie Węglowe to 65 kopalń węgla kamiennego (oraz kopalnia Budryk w budowie), Dolnośląskie Zagłębie Węglowe – 4 kopalnie, a w Lubelsko-Chełmskim Zagłębiu wydobywcie prowadziła 1 kopalnia.

O ile w okresie Polski Ludowej nie liczonego się zbytnio z rachunkiem ekonomicznym, a węgiel był właściwie jedynym źródłem dewiz, to tworząca się gospodarka kapitalistyczna wymagała wprowadzenia zmian. Rozpoczęto procesy likwidacji, jak wówczas to określano, trwale nierentownych kopalń. W 1989 r. transformację rozpoczęto od likwidacji pięciu Przedsiębiorstw Eksploatacji Węgla, a w kilka miesięcy później – Wspólnoty Węgla Kamiennego. Od kwietnia 1990 r. kopalnie przekształcono w samodzielne, samowystarczalne w założeniach przedsiębiorstwa. Miało to na celu podniesienie przez samodzielne kopalnie efektywności ekonomicznej dostosowanie do funkcjonowania w warunkach tworzącego się wolnego rynku. Plan ten poniósł całkowitą porażkę. Pojedyncze, usamodzielnione kopalnie były nieprzygotowane do działalności w warunkach wolnorynkowych, a ich efektywność ekonomiczna była bardzo niska. Samodzielność działania przypadła na okres wysokiego spadku zapotrzebowania na węgiel (Karbownik i Bijańska 2000).

W dniu 3 maja 1993 r. powstało sześć jednoosobowych spółek Skarbu Państwa:

- Bytomska Spółka Węglowa – 12 kopalń;
- Gliwicka Spółka Węglowa – 8 kopalń;
- Jastrzębska Spółka Węglowa – 7 kopalń;
- Nadwiślańska Spółka Węglowa – 8 kopalń;
- Rudzka Spółka Węglowa – 8 kopalń;
- Rybnicka Spółka Węglowa – 7 kopalń (Karbownik i Turek 2011).

W czerwcu 1993 roku powstał Katowicki Holding Węglowy grupujący 11 kopalń. W listopadzie 1996 r. nastąpiło wyłączenie KWK Kazimierz-Juliusz ze struktur KHW SA. Poza strukturami spółek pozostały kopalnie: KWK Porąbka-Klimontów SA, KWK Jan Kanty SA, KWK Bogdanka SA. W ramach tych Spółek kontynuowano likwidacje „zbędnych” mocy wytwórczych.

3 lutego 2003 r., w miejsce zlikwidowanych spółek węglowych powstała skupiająca wówczas 23 kopalnie największa firma wydobywcza w Europie – Kompania Węglowa SA. Kompania Węglowa SA została podzielona 1 lutego 2007 r. na cztery Centra Wydobywcze: Wschód, Zachód, Północ, Południe. Negatywna opinia o funkcjonowaniu takiej struktury skutkowałą likwidacją 31.12.2011 r. centrów, co spowodowało podporządkowanie bezpośrednio pozostałych 15 kopalń Zarządowi Spółki (Uszko 2012).

W ramach prowadzonych działań naprawczych, Kompania Węglowa SA 29 kwietnia 2016 r. zbyła na rzecz nowego utworzonego we wrześniu 2015 podmiotu górniczego – Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. swoich 11 kopalń, wcześniej przekazując w maju 2015 roku 3 kopalnie oraz w kwietniu 2016 Ruch Anna KWK Rydułtowy – Anna (Brzeszcze, Makoszowy oraz Centrum do spółki Restrukturyzacji kopalń. Ponadto w maju 2015 r. zbyto do Węglokoks Kraj Sp. z o.o. (spółka zależna Węglokoks SA) kopalnię Bobrek (wydzielona część kopalni Bobrek – Centrum) oraz kopalnię Piekary.

Od 1 lipca 2016 r. w strukturze PGG Sp. z o.o. pojawiły się trzy kopalnie zespolone:

- KWK Ruda (powstała z połączenia kopalń Bielszowice, Halemba-Wirek i Pokój),
- KWK ROW (powstała z połączenia kopalń Chwałowice, Jankowice, Marcel i Rydułtowy),

- KWK Piast-Ziemowit (powstała z połączenia kopalń Piast i Ziemowit).
- dwie kopalnie samodzielne, tj. KWK Bolesław Śmiały i KWK Sośnica.

1 kwietnia 2017 r. Katowicki Holding Węglowy zbył na rzecz PGG Sp. z o.o. kopalnie Mysłówice-Wesoła, Murcki-Staszic, Wujek oraz Wieczorek (Ministerstwo 2018).

25 stycznia 2005 r. utworzono Południowy Koncern Węglowy SA, którego akcjonariuszami firmy zostali Południowy Koncern Energetyczny SA i Kompania Węglowa SA. W 2007 r. Południowy Koncern Węglowy SA wszedł w skład Grupy TAURON z dwoma Zakładami Górniczymi Janina w Libiążu oraz Sobieski w Jaworznie. W dniu 10 grudnia 2013 r. TAURON Polska Energia SA odkupił należące do Kompanii Węglowej akcje Południowego Koncernu Węglowego SA i stał się jedynym właścicielem spółki. Od 23 lutego 2014 r. Południowy Koncern Węglowy SA nosił nazwę TAURON Wydobywanie SA (Bednorz 2015).

W dniu 31 grudnia 2015 r. spółka Nowe Brzeszcze Grupa Tauron Sp. z o.o. (spółka w 100% zależna od Tauron Polska SA) nabyła od Spółki Restrukturyzacji Kopalń SA część Zakładu Górniczego w Brzeszczach. 1 grudnia 2016 r. Nowe Brzeszcze Grupa Tauron Sp. z o.o. weszła w skład Spółki Tauron Wydobywanie SA stając się, obok ZG Sobieski i ZG Janina, trzecim zakładem górniczym (Ministerstwo 2018).

Podejmowane działania prywatyzacyjne pozwoliły zaistnieć na rynku giełdowym dwóm spółkom węglowym. Pierwszą kopalnią w Polsce, w której do końca przeprowadzono proces prywatyzacji, jest Lubelski Węgiel Bogdanka SA. Pierwszym dniem notowania na GPW był 25 czerwca 2009 r.

Drugą spółką węglową, w której procesy prywatyzacyjne, pomimo znacznego oporu ze strony związków zawodowych, udało się doprowadzić do końca, jest Jastrzębska Spółka Węglowa SA. Spółka zadebiutowała na GPW 6 lipca 2011 r. W przeciwieństwie do LW Bogdanka SA środki pozyskane w wyniku sprzedaży akcji nie zostały przeznaczone na potrzeby spółki, a w całości zostały przekazane do budżetu państwa.

Przypadkowa prywatyzacja objęła kopalnię Silesia. Pogarszające się warunki ekonomiczne były przyczynkiem do jej tzw. uspienia, czyli zamknięcia, tak, aby możliwy był powrót do złóż węgla. Działające w kopalni związki zawodowe rozpoczęły starania o uratowanie kopalni i miejsc pracy. Po próbach jej sprzedania początkowo firmie Gibson Group, a następnie koncernowi Enea, kopalnia ta trafiła ostatecznie w ręce przedsiębiorcy czeskiego. Zawiazana spółka pracownicza PG Silesia należąca do grupy Energetický a Průmyslový Holding w pełni przejęła wszystkie operacje KWK Silesia (Bednorz 2015). W roku 2021 kopalnia została odkupiona przez firmę Bumech.

Na rynku „węglowym” w Polsce istnieją działające od 2002 roku Przedsiębiorstwo Górnicze Siltech Sp. z o.o. oraz Zakład Górniczy Eko-Plus Sp. z o.o. wydobywające węgiel od roku 2010.

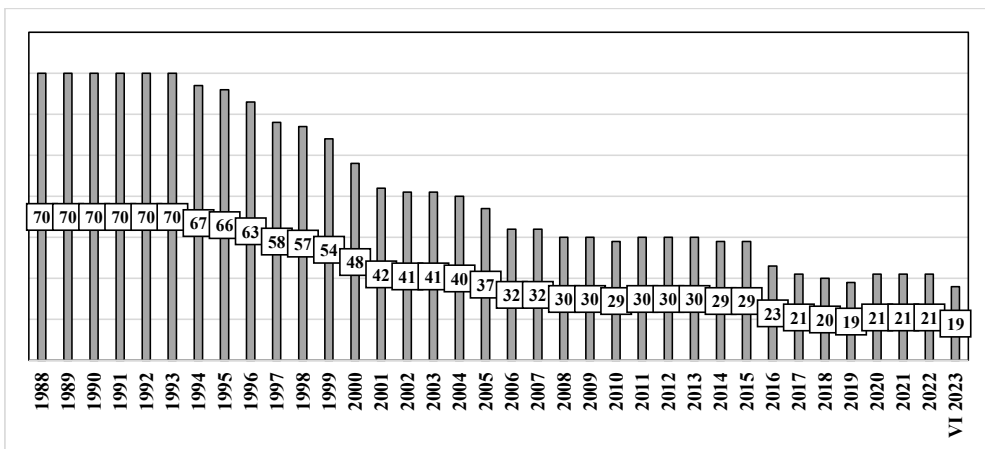
W czerwcu 2023 r. w Polsce w ramach górnictwa węgla kamiennego funkcjonowały:

- Polska Grupa Górnicza SA – 7 kopalń – ROW, Ruda, Piast-Ziemowit, Bolesław Śmiały, Sośnica, Staszic-Wujek, Mysłówice-Wesoła;
- Jastrzębska Spółka Węglowa SA (JSW SA) – grupująca 4 kopalnie – Borynia-Zofiówka-Bzie, Budryk, Knurów-Szczygłowice, Pniówek;
- Węgłokoks Kraj SA – 1 kopalnia – Bobrek-Piekary;
- TAURON Wydobywanie SA – 3 zakłady górnicze – Brzeszcze, Janina, Sobieski;

- Lubelski Węgiel Bogdanka SA;
- Zakład Górniczy Siltech Sp. z o.o.;
- Zakład Górniczy Eko-Plus Sp. z o.o.;
- Przedsiębiorstwo Górnicze Silesia Sp. z o.o.

3. Techniczne aspekty 35 lat transformacji górnictwa węgla kamiennego

Okres 1988–czerwiec 2023 to intensywny czas likwidacji kopalń, ich łączenia oraz ograniczania zdolności produkcyjnych. Rysunek 1 ukazuje dynamikę spadku liczby czynnych kopalń w latach 1988–VI 2023 roku.



Rys. 1. Liczba kopalń czynnych w latach 1988–VI 2023 [szt.]

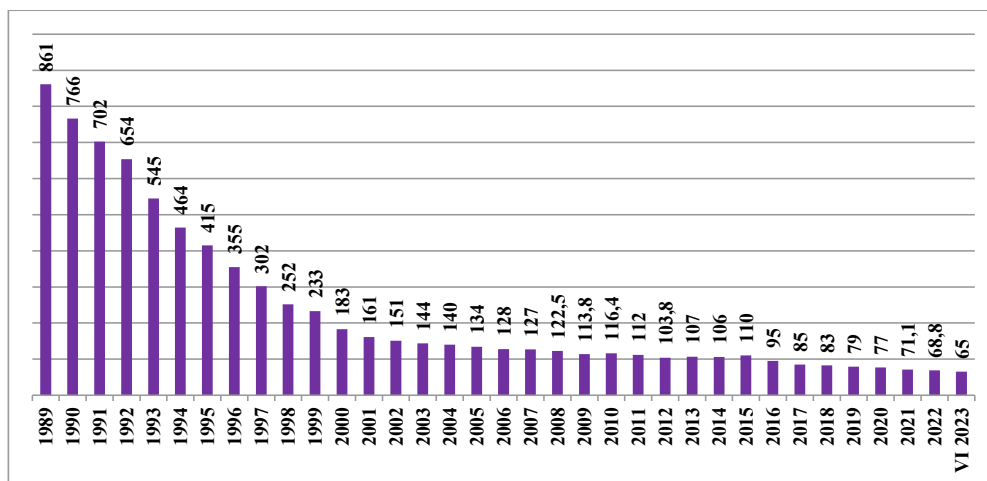
Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Bednorz 2015; Skibski i in 2020)

Fig. 1. Number of mines active between 1988–VI 2023 [qtt]

Można zauważyć, że po intensywnej likwidacji kopalń w latach 1994–2005 nastąpił względny etap stagnacji. Procesy te przyspieszyły ponownie od roku 2016; należy jednak zaznaczyć, że swoje piętno odcisnęło również zjawisko łączenia się kopalń w kopalnie zespolone.

Likwidacji kopalń i koncentracji wydobycia towarzyszył zarówno ogólny spadek czynnych ścian wydobywczych z ok. 861 do ok. 65, jak i ich ilość w przeliczeniu na kopalnię. O ile w roku 1989 było to średnio 12,3 ściany/kopalnię, to w VI 2023 liczba ta zamknęła się w ilości 3,6 ściany/kopalnię (rys. 2).

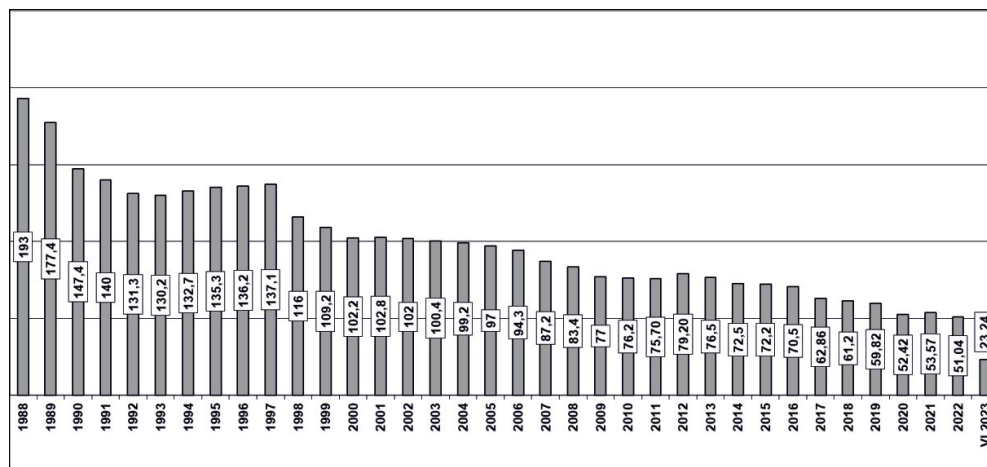
Mniejsza ilość kopalń to jednocześnie zmniejszone moce wytwórcze. Lata 1989–2013 to okres gigantycznego spadku wydobycia węgla kamiennego. Brak możliwości wchłonięcia wydobywanego węgla przez restrukturyzowany rynek wewnętrzny, przy jednocześnie spadających cenach tego surowca, dał efekt niemalże permanentnego kryzysu finansowego kopalń i skutkowało zmniejszeniem wydobycia z 193 do 76,5 mln ton (rys. 3).



Rys. 2. Zmiana liczby ścian wydobywczych [szt.]

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Bednorz 2015; IGSMiE PAN 2022; Agencja listopad 2022; Agencja luty 2023; Agencja sierpień 2023)

Fig. 2. Change in number of mining walls [qtt]

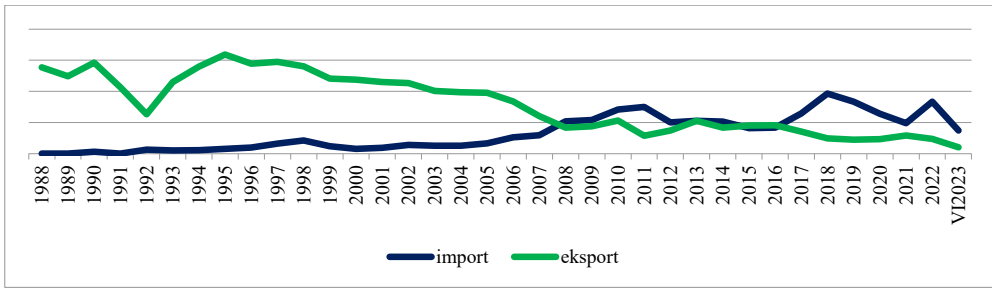


Rys. 3. Redukcja mocy wytwórczych górnictwa węgla kamiennego w latach 1988–VI 2023 [mln t]

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Bednorz 2015; IGSMiE PAN 2022; Agencja listopad 2022; Agencja luty 2023; Agencja sierpień 2023)

Fig. 3. Reduction in production capabilities of coal mines between 1988–VI 2023 [mln t]

Spadek produkcji pociągnął za sobą zawirowania w strukturze eksportu-importu tego surowca (rys 4). Pochodną tych dwóch czynników jest zwiększający się import zwłaszcza z kierunków wschodnich.



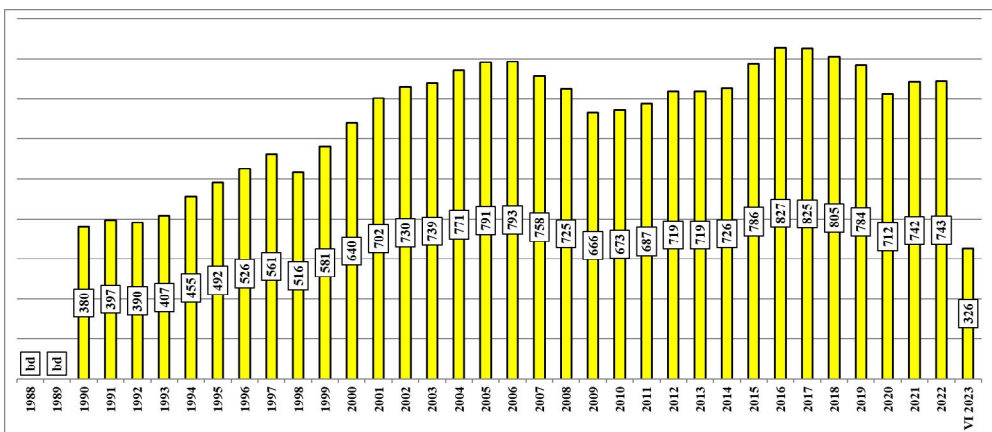
Rys. 4. Eksport i import węgla kamiennego w latach 1988–VI 2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Opracowanie Bilans 1988–2006; NIK 2017; IGSMiE PAN 2022; Agencja listopad 2022; Agencja luty 2023; Agencja sierpień 2023; PIG 2020)

Fig. 4. Coal import and export between 1988–VI 2023

Paradoksem sytuacji w branży górniczej jest fakt, że Polska będąca 3–4 producentem węgla na świecie i wydobywająca niemalże 200 mln ton tego surowca stała się importerem, i to w sytuacji posiadania wystarczających, własnych zasobów.

Brak wykwalifikowanej kadry górniczej i proces określany mianem „starzenia się załogi” jest jedną z przyczyn spadku wydajności w sektorze. Proces kształcenia dobrego górnika-fachowca to proces długotrwały. Nakładają się na to rzecz jasna warunki pracy, geologiczne, schodzenie coraz głębiej z wydobywaniem, jednak i tu należy uwzględnić postęp technologiczny, który również nastąpił w górnictwie. Rysunek 5 przedstawia wydajności osiągnięte w polskich kopalniach w okresie reformy.

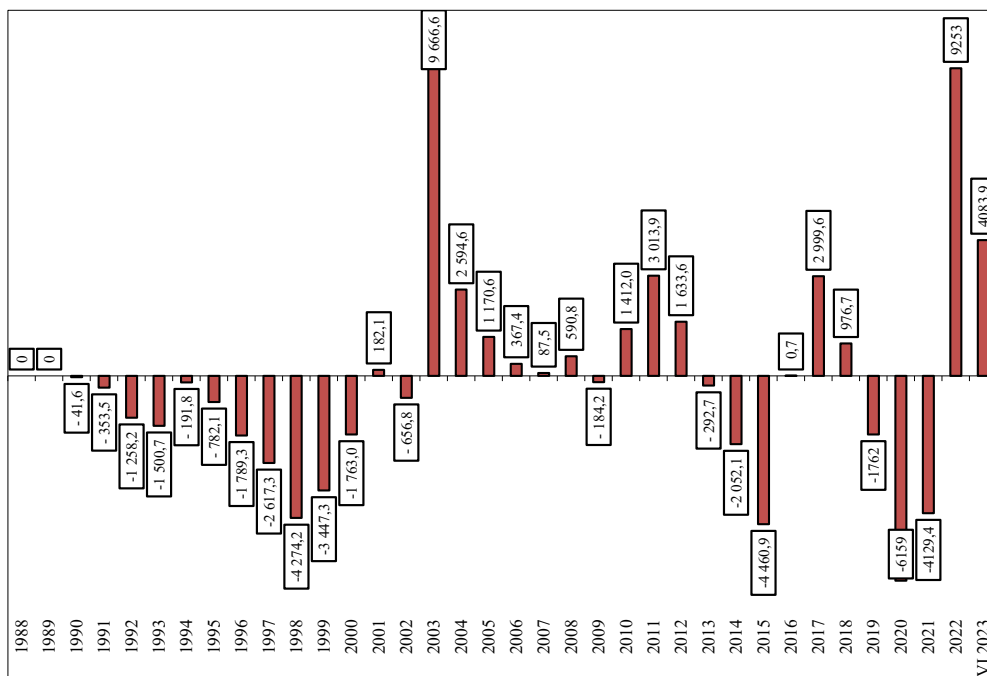


Rys. 5. Wydajności polskich kopalń w okresie reformy [t/prac./okres]

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Bednorz 2015; Skibski i in. 2020; Agencja listopad 2022; Agencja luty 2023; Agencja sierpień 2023)

Fig. 5. Efficiency of Polish coal mines during reforms [t/work/period]

Jednym z zasadniczych celów prowadzonej reformy branży było dostosowanie jej do zasad „wolnego rynku”. Jak zakładali twórcy programów, mają one doprowadzić do stabilnej sytuacji finansowej, do osiągania opłacalności produkcji i odporności na wahnięcia koniunkturalne. Rysunek 6 przedstawia wynik finansowy netto w latach 1990–VI 2023. Jak można zauważyć, sytuacja polskiego górnictwa nie jest stabilna. Odczuwalne jest to zwłaszcza w sytuacjach kryzysowych. Rok 2009, czyli pierwszy kryzys ekonomiczny, pandemia COVID–19 wskazują na brak stabilności oraz odporności na wahnięcia koniunktury, niestabilne ceny oraz spadki zapotrzebowania na ten surowiec.



Rys. 6. Wynik finansowy netto górnictwa węgla kamiennego w latach 1988–VI 2023 [mln zł]

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Bednorz 2015; Skibski i in. 2020; Agencja listopad 2022; Agencja luty 2023; Agencja sierpień 2023)

Fig. 6. Net financial result of coal mining between 1988–VI 2023 [million zlotys]

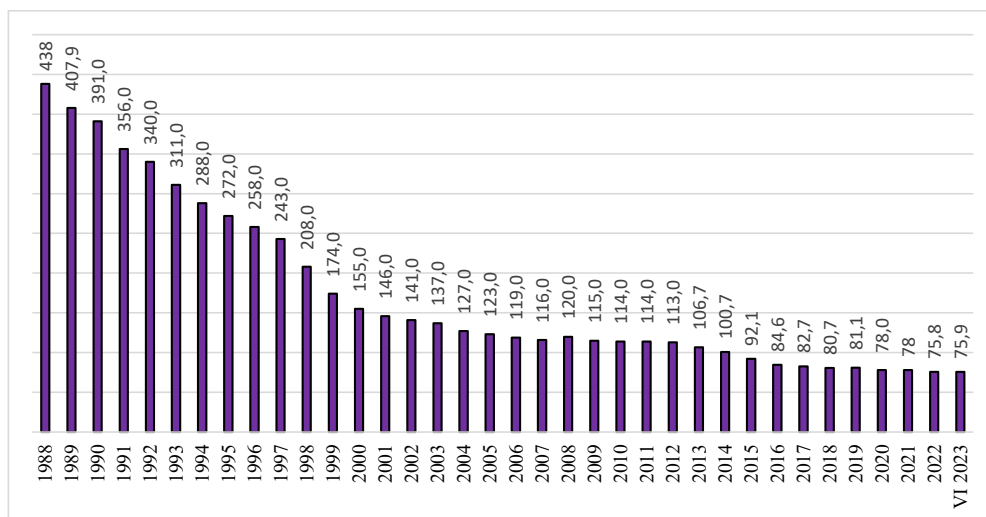
Górnictwo węgla kamiennego w swoich reformach było wspierane przez budżet państwa. Dotacje przekazywane były na likwidację kopalń, świadczenia socjalne dla zwalnianych górników oraz dla gmin, w których zlikwidowano kopalnie. Nie stosowano dotacji, które mogłyby być przeznaczone na działania prorozwojowe. Jednocześnie górnictwo jest znaczącym płatnikiem łącznie około 30 różnego rodzaju podatków, danin, składek, opłat czy należności do budżetów państwa, gmin oraz instytucji państwowych i lokalnych.

W roku 2010 polskiemu górnictwu węgla kamiennego przyznano po raz pierwszy i ostatni dotację na inwestycje początkowe w ramach Rozporządzenia Rady 1407/2002. Pomimo

możliwości, jakie dawało prawodawstwo wspólnotowe, Polska nie skorzystała z tego typu dotacji dla sektora. Jest to tym bardziej zastanawiające w sytuacji, gdy inne państwa unijne produkujące nieporównywalnie mniejsze ilości węgla kamiennego wykorzystywały to Rozporządzenie. W ramach polskich dotacji przyznano kwotę 400 mln zł dla pięciu spółek węglowych (Bednorz 2015).

4. Zatrudnienie w kopalniach a zagrożenie dla górnictwa węgla kamiennego

Restrukturyzacja zatrudnienia w polskim górnictwie węgla kamiennego to odchodzenie z kopalń pracowników. Oprócz odejść naturalnych (emerytury i renty) pojawiły się instrumenty socjalne (urlopy górnicze, zasiłki oraz stypendia) służące zmniejszaniu liczby zatrudnionych w kopalniach. Górnictwo było tą szczęśliwą branżą, która uniknęła dramatów związanych ze zwolnieniami grupowymi. Rysunek 7 ukazuje poziom zatrudnieniu w górnictwie węgla kamiennego od początku jego restrukturyzacji do czerwca 2023 roku. Wyraźna widać tu stałą tendencję spadkową. W trakcie procesów dostosowawczych do gospodarki rynkowej spadło z 438 tys. w roku 1988 do 75,9 tys. w czerwcu 2023 roku. Jest to spadek zatrudnienia wynoszący niemalże 83%.



Rys. 7. Fluktuacja zatrudnienia w górnictwie [tys. os.]

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Bednorz 2015; NIK 2017; NIK 2022; Agencja listopad 2022; Agencja luty 2023; Agencja sierpień 2023)

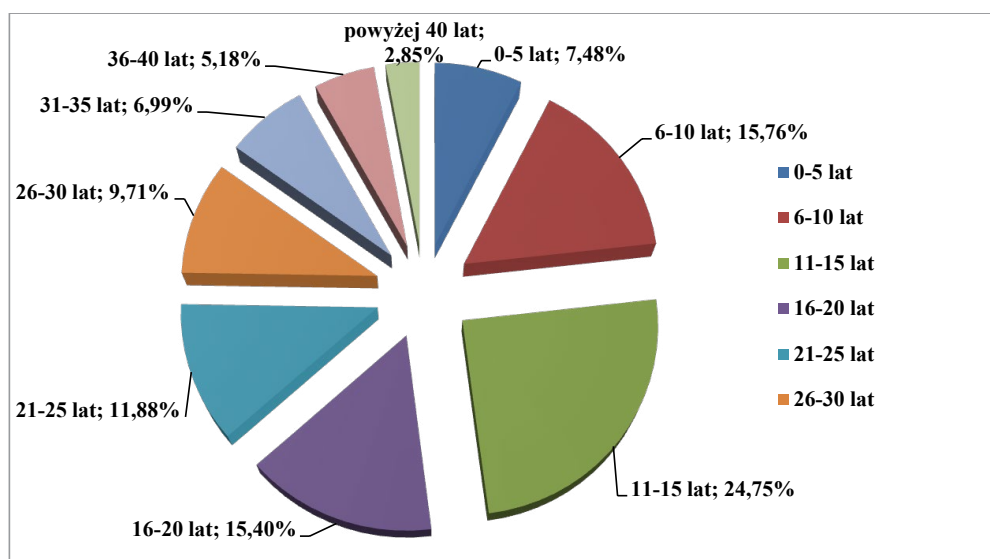
Fig. 7. Employment fluctuation in mining [thous. pers.]

Uzupełnienie braków kadrowych w polskich kopalniach ze względu na powstałą w latach dziewięćdziesiątych „lukę pokoleniową” zajęła kilkanaście lat. Towarzyszył temu zjawisku

proces starzenia się załóg górniczych. Odwróceniem tego trendu było reaktywowanie szkolnictwa „górniczego” (Bednorz 2014). Wyhamowany z takim trudem proces może spotkać się zagrożeniem, którym jest odejście od wydobycia węgla w Polsce i paradoksalnie być przyczyną niedoboru pracowników.

Przyczyną jest podpisane w dniu 25 września 2020 r. przez przedstawicieli rządu i związków zawodowych porozumienie dotyczące tempa transformacji górnictwa węgla kamiennego oraz w dniu 28 maja 2021 r. tzw. „Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego”. Zgodnie z „Umową” ostatnia kopalnia miałaby być zlikwidowana do roku 2049 oraz stopniowo ograniczono by moce wydobywcze polskich kopalń. Określono w niej m.in., terminarz likwidacji polskich kopalń, a więc odejście od węgla kamiennego w gospodarce krajowej (Bednorz 2022).

Obecne przepisy emerytalne obowiązujące w branży górniczej zezwalają na przejście na emeryturę po 25 latach pracy stale i w pełnym wymiarze czasu pracy na dole kopalni. Analizując strukturę stażową pracowników obecnie zatrudnionych w górnictwie węgla kamiennego, można zauważyć, że w przeciągu 25 lat, które pozostają do planowanego zamknięcia wszystkich polskich kopalń, istnieje poważne zagrożenie niedoboru pracowników. W latach 2043–2049 planowana jest likwidacja 4 kopalń (ROW – ruchy Marcel, Jankowice, Chwałowice, kopalnie Sobieski i Janina oraz Bogdanka) (Umowa 2021). Z przytoczonych na rysunku 8 danych wynika, że grupa pracowników o stażu pracy 0–5 lat to ok. 7,5% wszystkich zatrudnionych w kopalniach, a więc mniej więcej 5,7 tys. osób.



Rys. 8. Struktura stażowa w górnictwie węgla kamiennego w roku 2020
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Ministerstwo 2020)

Fig. 8. Employment duration structure in coal mining in year 2020

Można przyjąć, że jest to liczba zatrudnionych w dwóch kopalniach. Przy rosnącej dysproporcji pomiędzy osobami odchodzącymi z kopalni a przyjmowanymi może wygenerować to problem braku „rąk do pracy) na ostatnim etapie funkcjonowania sektora.

Należyc się może na to niechęć młodego pokolenia do zatrudnienia w górnictwie, już obecnie postrzeganego jako nieperspektywiczny zawód z niewielką możliwością na późniejsze przekwalifikowanie. Również szkolnictwo zawodowe na pewno nie będzie ukierunkowywane na kształcenie kadr górniczych (zwłaszcza w szkołach zawodowych i średnich). Absolwenci tych szkół i tak nie znaleźliby pracy w górnictwie, a więc kształciłyby one „dla bezrobocia”. Dlatego z dużą uwagą należy prowadzić politykę zatrudnienia, aby procesy likwidacyjne nie zostały utrudniane przez braki kadrowe.

Podsumowanie

Polskie górnictwo węgla kamiennego przeszło wiele przeobrażeń, które miały doprowadzić do funkcjonowania w nowych warunkach społeczno-gospodarczych. Programy i plany dały podstawy do takich przeobrażeń, aby mogło ono funkcjonować w warunkach gospodarki wolnorynkowej. Przyczyn należałoby szukać w wielu płaszczyznach. Brak spójnej polityki wobec sektora, częste zmiany kadrowe (13 lat funkcjonowania Kompani Węglowej SA to 14 osób piastujących funkcję prezesa), ilość programów (często na kilkumiesięczny czas obowiązywania), kosmetyczne zmiany struktury sektora świadczą o braku długofalowego podejścia do tej branży. Polskie górnictwo od 35 lat działa w pewnego rodzaju prowizorium, zamiast być przygotowywane do zasad wolnego rynku. Stanu, w którym dla własnych, często politycznych, korzyści nie dość konsekwentnie realizowano wstępnie założony cel.

Realizując zasadę ograniczenia wydobycia, likwidowano zakłady górnicze, które mogły jeszcze wydobywać węgiel kamienny. Miało to poprawić kondycję finansową, a w efekcie doprowadzić do wprowadzenia spółek węglowych na rynek giełdowy. Nie udało się to w odniesieniu do polskiego potentata węglowego Kompani Węglowej SA (o Polskiej Grupie Górniczej SA już nawet się nie wspomina). Jedynie LW Bogdanka SA wprowadzona na Giełdę wykorzystała pozyskane środki na rozwój, w przypadku JSW SA beneficjentem został Skarb Państwa.

Ograniczenie wydobycia pociągnęło za sobą likwidację wielu miejsc pracy, czego efektem jest „luka pokoleniowa” oraz proces „starzenia się” załóg górniczych. I tu również pojawiają się istotne zagrożenia dla procesów, już nie działania, ale całkowitej likwidacji sektora. Umowa społeczna zakładająca likwidację wszystkich kopalń do 2049 roku może stać przed problemem braku „rąk do pracy”.

Polskie górnictwo nie zostało uodpornione na zawirowania polityczne w wymiarze ogólnosiwiatowym. Wojna w Ukrainie pokazała, że mając potężne zasoby własne, polskie kopalnie nie potrafią zaspokoić rynku wewnętrznego. Niegdysiejszy 3–4 producent tego surowca obecnie jest jego importerem.

Wojna w Ukrainie, nowy konflikt na Bliskim Wschodzie nakazuje wręcz na nowo spojrzeć na własne zaplecze węglowodorów, pozyskiwanych, przetwarzanych i użytkowanych w nowoczesny i ekologiczny sposób. Górnictwo węgla kamiennego przeszło znaczącą drogę

w okresie od roku 1988. Bezwzględnie konieczne jest jednakże stworzenie nowej, nowoczesnej opartej na ekologii, ale przede wszystkim długofalowej, polityki wobec tego sektora z uwzględnieniem roli węgla jako stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Literatura

- Agencja sierpień 2023 – Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Wyniki techniczno-ekonomiczne oraz inwestycje w górnictwie węgla kamiennego w Polsce w okresie styczeń-czerwiec 2023 r. Publikacja opracowana na zlecenie Ministra Aktywów Państwowych w ramach „Programu badań statystycznych statystyki publicznej” – badanie statystyczne „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego” prowadzone przez Ministra Aktywów Państwowych. Katowice, sierpień 2023 r.
- Agencja luty 2023 – Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Wyniki techniczno-ekonomiczne działalności oraz inwestycje w górnictwie węgla kamiennego w Polsce w 2021 r. – przed badaniem sprawozdań finansowych przez biegłych rewidentów, Katowice, luty 2023 r.
- Agencja listopad 2022 – Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Wyniki techniczno-ekonomiczne działalności oraz inwestycje w górnictwie węgla kamiennego w Polsce w 2021 r. po badaniu sprawozdań finansowych przez biegłych rewidentów, Katowice, listopad 2022 r.
- Bednorz, J. 2014 – 25 lat transformacji polskiego górnictwa węgla kamiennego. [W:] J. Knopek, M. Sikora-Gaca, R. Gabryszak red., *Polska w Europie 1989–2014, 25 lat po przemianach. Przykładowe obszary przekształceń gospodarczych*, Instytut Polityki Społecznej i Stosunków Międzynarodowych, Monografia Nr 275, Politechnika Koszalińska, Koszalin, s. 61–80.
- Bednorz, J. 2015 – *Polityka społeczno-gospodarcza państwa wobec polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego po 1989 roku*. Praca doktorska (mat. niepubl.), Katowice.
- Bednorz, J. 2022 – 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* 111, s. 53–64.
- Bilans 1988–2006 – Bilans zasobów kopalin i wód podziemnych w Polsce. Publikacje za lata 1988–2006.
- Frużyński, A. 2012 – *Kopalnie węgla kamiennego w Polsce*. Łódź, s. 52–53.
- IGSMiE PAN 2022 – IGSMiE PAN raport 2021. Górnictwo węgla kamiennego w Polsce. Kraków 2022 bez LW Bogdanka, Kraków.
- Jackiewicz, A. 1959 – *Górnictwo*. Cz. I, Katowice, s. 14.
- Karbownik, A. i Bijańska, J. 2000 – *Restrukturyzacja polskiego górnictwa węgla kamiennego w latach 1990–1999*. Gliwice, s. 7.
- Karbownik, M. i Turek, M. 2011 – Zmiany w górnictwie węgla kamiennego – geneza, przebieg, efekty. *Przegląd Górniczy* 67(7–8), s. 11–18.
- Ministerstwo 2018 – Ministerstwo Energii, PROGRAM dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Program obejmuje okres do 2030 i prezentuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r., Warszawa.
- Ministerstwo 2020 – Ministerstwo Aktywów Państwowych, Informacja o realizacji Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce za 2020 r. wraz z propozycją korekt, Opracowanie obejmuje dane przedsiębiorstw górniczych w rozumieniu ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego (PGG SA, JSW SA, LW Bogdanka SA, Tauron Wydobycie SA, SRK SA, Węglokoks Kraj Sp. z o.o.) – po badaniu sprawozdań finansowych przez biegłych rewidentów, Warszawa, styczeń 2022 rok s. 117.
- NIK 2017 – Najwyższa Izba Kontroli, Funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego w latach 2007–2015 na tle założeń programu rządowego. Warszawa 2017.
- NIK 2022 – Najwyższa Izba Kontroli, Informacja o wynikach kontroli, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji, Przygotowanie i realizacja „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”. Warszawa 2022.
- Paszczka, H. 2010 – Procesy restrukturyzacyjne w polskim górnictwie węgla kamiennego w aspekcie zrealizowanych przemian i zmiany bazy zasobowej. *Górnictwo i Geoinżynieria* 34(3), s. 64–65.
- PIG 2020 – Państwowy Instytut Geologiczny, Państwowy Instytut Badawczy, Węgiel Kamienny, Warszawa, s. 22.

- Skibski i in. 2020 – Skibski, M., Osadnik, K. i Białas, M. 2020 – Górnictwo węgla kamiennego w Polsce w latach 1990–2020. *Mining – Informatics, Automation And Electrical Engineering* 4(544), s. 27–34.
- Uszko, M. 2012 – Zarządzanie produkcją w kompanii węglowej SA. *Górnictwo i Geologia* 7(3), s. 147.
- Ustawa grudzień 1988 – Ustawa z dnia 23 grudnia 1988 r o działalności gospodarczej (Dz.U. 1988, nr 41, poz. 324).
- Ustawa 2011 – Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2011, nr 163, poz. 981).
- Umowa 2021 – Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego.

35 lat reformowania górnictwa węgla kamiennego w Polsce

Słowa kluczowe: kopalnie, górnicy, reforma, efekty, polityka społeczno-gospodarcza

Streszczenie: Transformacja ustrojowa w Polsce odbywa się na wielu płaszczyznach. Jednym z jej bez wątpienia istotnych elementów jest proces reformowania górnictwa węgla kamiennego trwający już 35 lat. Upadek poprzedniego systemu politycznego wymusił przeprowadzenie koniecznych zmian i postawił przed górnictwem wiele nowych wyzwań, zwłaszcza w kontekście przystąpienia w struktury UE. Zmieniające się przepisy prawa, wdrażane programy miały na celu przekształcenie i zmianę tej jednej z najbardziej trudnych do zreformowania branż i jej przekształcenie do zasad wolnego rynku. W ramach tego rozdziału przeprowadzona została krótka analiza przekształceń w sektorze górniczym. Zmiany organizacyjne, własnościowe oraz techniczne wpłynęły na efekty ekonomiczne oraz społeczne. Pojawiająca się kumulacja zagrożeń (kryzysy ekonomiczne, pandemia COVID, wojna w Ukrainie) stały się najlepszym wyznacznikiem tego, czy transformację sektora można uznać za udaną, czy jednak zakończyła się porażką.

35 years of coal mining reformation in Poland

Keywords: coal mines, miners, reform, effects, socio-economic policy

Abstract: Political transformation in Poland takes place on multiple levels. One of its undoubtedly most important elements is the process of coal mining reforms, lasting 35 years to date. The fall of the previous political system has mandated making necessary changes and placed in front of coal mining many new challenges, especially in context of joining the EU. Changing laws and implementing programs served the goals of restructuring and altering of this most difficult to reform trade, and its change to meet the rules of free market. Within this chapter a brief analysis of alterations within the mining sector was performed. Organizational, ownership and technical changes had an impact on economic and social effects. The accumulation of threats (economic crisis, COVID–19 pandemic, war in Ukraine) has become the best benchmark for if the transformation of the sector was a success, or has it ended in failure.

Jerzy PODSIADŁO¹

Próba restrukturyzacji Kompanii Węglowej SA w latach 2015–2016

Wprowadzenie

Od początku transformacji ustrojowej górnictwo węgla kamiennego poddawane było niemal ciągłym procesom restrukturyzacji. Raz po raz opracowywano kolejne programy, które miały doprowadzić tę branżę do osiągnięcia trwałej rentowności. Nigdy się to jednak nie udało. W sumie od 1989 r. kolejne rządy przygotowały i próbowały wdrażać 8 programów restrukturyzacji, a licząc z aktualizacjami znacznie więcej. Programy te nie rozwiązały jednak problemów niskiej wydajności pracy, przerostów zatrudnienia i nieefektywnego systemu wynagradzania (Informacja o wynikach... 2022). Pewnym wyjątkiem była tu reforma górnictwa przeprowadzona w latach 1998–2002 (Karbownik i Bijańska 2000). Była to najszersza i najbardziej radykalna reforma (Paszczka 2010), chociaż i ona nie przyniosła pożądanych rezultatów. Dokonano jednak wtedy znacznych redukcji zdolności produkcyjnych i zatrudnienia, budując możliwości do dalszych zmian w celu osiągnięcia pełnej rentowności. Ta ścieżka nie była jednak później kontynuowana.

W latach 2007–2015 górnictwo węgla kamiennego działało na podstawie Programu przyjętego przez Radę Ministrów w lipcu 2007 roku (Strategia działalności... 2007). Program ten nie określał szczegółowych działań restrukturyzacyjnych, ale jedynie ogólne kierunki działalności górnictwa. Poszczególne spółki węglowe miały same przygotować własne strategie działania na ten okres, ale jak się wydaje, traktowano te zobowiązania jako realizację wymogu formalnego, a nie jako potrzebę stworzenia rzeczywistego planu mającego zapewnić ich ekonomiczną efektywność (Funkcjonowanie górnictwa... 2017).

¹ Polskie Towarzystwo Ekonomiczne, oddział Katowice;
ORCID iD: 0009-0007-0842-6494; e-mail: katowice@pte.pl, jpodsiadlo@onet.eu

W niniejszym rozdziale opisano przygotowany w latach 2014–2015, w ramach wymienionego programu rządowego, program restrukturyzacji Kompanii Węglowej SA, który był już faktycznie programem ratunkowym. Program ten opracowany przy udziale szeregu firm konsultingowych miał w założeniu radykalnie zmienić organizację i sposób funkcjonowania kopalń zarządzanych przez KW SA i uratować je od bankructwa. Zaproponowane tam rozwiązania były na tyle głębokie, iż powinny prowadzić do osiągnięcia trwałej rentowności. Próba ta skończyła się niestety również całkowitym fiaskiem, bowiem z przyjętych tam celów zrealizowano przewidziane dofinansowanie dostarczone przez spółki państwowe i konsolidacje kopalń. Z pozostałych założeń nie udało się wdrożyć praktycznie nic. W konsekwencji reforma ta została więc porzucona. Doświadczenia związane z budową tego planu oraz próbami jego implementacji powinny być jednak brane pod uwagę przy ewentualnych dalszych działaniach zmierzających do poprawy rentowności górnictwa węgla kamiennego.

1. Sytuacja Kompanii Węglowej SA w 2015 r.

W pierwszym okresie funkcjonowania siódmego po 1989 r. rządowego programu restrukturyzacji górnictwa z lat 2007–2015 koniunktura na węgiel była dobra. Stąd też prawdopodobnie wynikało bardzo swobodne podejście do rentowności spółek węglowych. Uzyskiwane wtedy ceny zarówno na rynkach międzynarodowych, jak i na rynku polskim, były wysokie. Ceny węgla energetycznego na rynku krajowym osiągnęły swoje apogeum w 2012 roku. Po czym, po paru latach dobrej koniunktury, w ślad za indeksami międzynarodowymi zaczęły spadać. Ceny węgla energetycznego według notowań CIF ARA/API 2 na początku 2012 roku wyniosły: – 102,95/t. USD, ale już na 1 stycznia 2015 – 58,95 USD/t. Podobnie kształtował się indeks FOB Richards Bay /API 4/. Na 3 stycznia 2012 r. indeks ten pokazywał cenę 105,35 USD/t, a 2 stycznia 2015 – 60,70 (tab. 1). Oznaczało to spadek w granicach 42%.

Taki rozwój sytuacji spowodował w górnictwie całkowite zaskoczenie, tak jakby wahania rynkowe cen surowców nie były czymś naturalnym. Po raz kolejny okazało się, iż górnictwo nie jest przygotowane do spadku popytu i cen na węgiel. Wcześniej nie wykorzystano bowiem okresu dobrej koniunktury na dokonanie fundamentalnych zmian i przeprowadzenia jego spokojnej restrukturyzacji.

Szybko pogarszający się stan polskich producentów węgla kamiennego spowodował, iż w 2014 r. zaczęto intensywnie poszukiwać radykalnych rozwiązań, które zapobiegłyby bankructwu poszczególnych spółek węglowych. Wszystkie nasze spółki węglowe znalazły się w trudnym położeniu, jednak największy niepokój budziła sytuacja Kompanii Węglowej, której skumulowana strata w ciągu trzech lat (2013, 2014, 2015) wyniosła 2,664 mld zł, a wynik w całym okresie 2007–2015 ukształtował się na poziomie minus 1,847 mld zł (tab. 2). W ramach prowadzonych wówczas dyskusji powstały dwie omówione niżej ratunkowe koncepcje restrukturyzacji KW.

TABELA 1. Ceny węgla na rynkach międzynarodowych w latach 2012–2023 w USD według indeksów ARA CIF/API 2/ i Richards Bay FOB /API 4/, na początku każdego roku

TABLE 1. Coal price on international markets in 2012–2023 according to the ARA CIF/API 2/ and Richards BAY FOB /API 4/ indices, at the beginning of each year

Lata	API 2	API 3
2012	102,95	105,35
2013	86,15	86,00
2014	83,15	83,05
2015	58,95	60,70
2016	45,75	50,70
2017	85,30	87,30
2018	89,60	95,85
2019	79,15	89,50
2020	50,40	86,20
2021	67,80	90,45
2022	178,25	174,00
2023	115,85*	109,85*

* 15.08.2023.

Źródło: Inwestowanie 2023 oraz Inwestowanie 2023a.

TABELA 2. Kształtowanie się wyniku finansowego netto wyszczególnionych spółek węglowych w latach 2007–2015 [mln złotych]

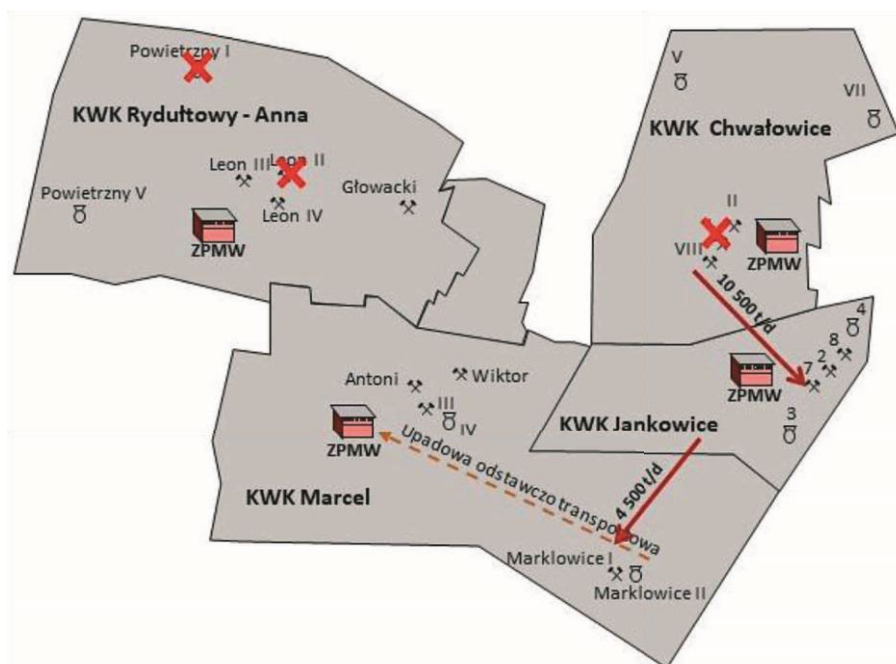
TABLE 2. Development of the net financial result of listed coal companies in 2007–2015 [PLN million]

Wyszczególnienie	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2007 2015
Kompania Węglowa	11	25	25	31	554	171	-699	-1 006	-959	-1 847
Katowicki Holding Węglowy	20	8	89	31	158	59	44	-467	-238	-296
Razem	31	33	114	62	712	230	-655	-1 473	-1 197	-2 143

Źródło: Funkcjonowanie górnictwa... 2017.

2. Koncepcja podziału Kompanii Węglowej na dwie części

W tym projekcie Kompania Węglowa miała być podzielona na dwie części, z których jedna miała zostać powiązana z Węglokoksem, a drugą ze spółkami energetycznymi. Kopalnie Rybnickiego Okręgu Węglowego (ROW), tj. Jankowice, Chwałowice, Marcel i Rydułtowy-Anna miały być włączone do Węglokoksu poprzez specjalnie utworzoną spółkę.



Rys. 1. Kopalnie ROW

Źródło: opracowanie własne na podstawie Biznesplanu... 2015

Fig. 1. ROW mines

Natomiast kopalnie Bielszowice, Bolesław Śmiały, Halemba-Wirek, Sońnica, Piast, Pokój, Ziemowit miały być przejęte przez koncerny energetyczne. Za takim rozwiązaniem przemawiał fakt, iż kopalnie ROW dostarczały węgiel głównie do odbiorców indywidualnych oraz do Węglokoksu z przeznaczeniem na eksport. Historycznie biorąc tylko 15% produkcji ROW sprzedawane było do energetyki zawodowej. Z kolei pozostałe kopalnie sprzedawały węgiel przede wszystkim do energetyki. Zgodnie z tą koncepcją Węglokoks i koncerny energetyczne powinny dofinansować i zrestrukturyzować przejęte kopalnie. W odniesieniu do pozostałych pięciu kopalń pozostających w strukturach Kompanii Węglowej, tj. Brzeszcze, Centrum, Makoszowy, Piekary i Bobrek przyjęto, iż nie będą one podlegały restrukturyzacji, a zostaną przeniesione do Spółki Restrukturyzacji Kopalń (SRK) i zlikwidowane.

We wrześniu 2014 r. Węglkokoks podpisał z Kompanią Węglową list intencyjny w sprawie zakupu czterech kopalń ROW i rozpoczęto ich dokładną analizę. Kopalnie te w 2015 r. zatrudniały w sumie 13 163 pracowników, w tym 2457 na powierzchni, a 10 684 na dole. Dysponowano tam 24 szybami i 18 ścianami. Wydobyte roczne wynosiło 7843 mln t, co dawało wydajność na pracownika na poziomie 596 t. Zasoby operatywne wynosiły 492 mln t. Do końca 2014 r. został przygotowany w Węglkokoksie SA, przy udziale McKinsey & Company kompleksowy Biznes Plan całego przedsięwzięcia (Biznesplan.... 2015). Przewidywał on działania w czterech podstawowych kwestiach:

1. Połączenie czterech kopalń w jeden zakład górniczy. Likwidowało to sztuczne granice pomiędzy kopalniami i stwarzało możliwość optymalizacji procesu wydobywania i bardziej efektywne wykorzystanie zakładów mechanicznej przeróbki. Umożliwiało to także likwidację 5 szybów i zmniejszenie nakładów inwestycyjnych.
2. Restrukturyzacja zatrudnienia. Założono w pierwszym etapie zmniejszenie zatrudnienia o około 1550 pracowników do poziomu około 11 600. Dawało to wzrost wydobywania na jednego zatrudnionego do 850 t. Następnie zaś w modelu docelowym wydajność pracy powinna wynieść około 970 ton na pracownika, przy najlepszych rezultatach w Europie Środkowo-Wschodniej 1100 ton.
3. Zmiana systemu płacy i pracy. Zmiana systemu wynagrodzenia była ukierunkowana na zwiększenie jego motywacyjnej funkcji. Zaplanowano także sześciodniowy tydzień pracy. Cały system wynagrodzeń został opracowany przy udziale KW i Węglkokosu przez firmę Keystone Consulting.
4. Działania rynkowe. Założono stopniową rezygnację z dostaw węgla do energetyki systemowej (elektrowni), ze względu na niższą uzyskiwaną cenę. W zamian zaplanowano wzrost udziału eksportu w sprzedaży oraz maksymalizację dostaw do cukrowni, ciepłowni, cementowni, chemii przemysłowej i odbiorców detalicznych.

Przy realizacji wszystkich tych założeń w 2024 r. i zaplanowanym wydobywaniu około 10 mln ton rocznie, przy koszcie wydobywania jednej tony, który planowano obniżyć do 200 zł, EBITDA w 2024 r. powinna wynosić 1086 mld złotych, a zysk netto 704 mln złotych. Koncepcja ta nie została jednak zrealizowana ze względu na negatywną opinię niektórych związków zawodowych, a także ze względu na brak entuzjazmu do tego projektu ze strony spółek energetycznych.

3. Projekt restrukturyzacji całej Kompanii Węglowej

Po fiasku pomysłu restrukturyzacji Kompanii Węglowej poprzez jej podział Ministerstwo Skarbu Państwa podjęło decyzję o głębokiej restrukturyzacji całej Kompanii Węglowej bez rozdzielania jej na części. Przygotowanie nowego projektu powierzono Węglkokosowi, natomiast Biznesplan miała sporządzić sama Kompania Węglowa przy wykorzystaniu materiałów i analiz przygotowanych wcześniej przez Węglkokoks. Nowy Biznes Plan miał obejmować tylko 11 kopalń, tj. Bielszowice, Pokój, Halemba-Wirek, Bolesław Śmiały, Piast, Ziemowit, Sośnica, Chwałowice, Marcel, Jankowice, Rydułtowy oraz cztery zakłady: Zakład Informatyki i Telekomunikacji, Zakład Elektrociepłowni, Zakład Górniczy Robót Inwestycyjnych,

Zakład Remontowo-Produkcyjny. Pozostałe kopalnie zostały uznane za trwale nierentowne i przeznaczone do likwidacji. W rezultacie takich ustaleń kopalnie Makoszowy, Brzeszcze, Ruch Centrum i Anna zostały przekazane do SRK. Natomiast dwie pozostałe kopalnie przeznaczone do likwidacji, tj. kopalnie Bobrek i Piekary zdecydował się kupić Węglkokoks, ponieważ przeprowadzona analiza pokazała, iż po szybkiej restrukturyzacji mogą być one w pełni rentowne (Podsiadło 2016). W styczniu 2015 r. Węglkokoks SA utworzył specjalną spółkę celową, którą nazwano później Polską Grupą Górniczą (PGG), do której KW miała sprzedać wymienione 11 kopalń i 4 zakłady. Zdecydowano także, iż w nowej spółce Skarb Państwa nie będzie miał żadnych akcji. Spółka ta powinna być własnością Węglkokosu i innych spółek państwowych, przede wszystkim koncernów energetycznych.

Podstawową sprawą w przygotowywanej restrukturyzacji było dokonanie zmian w filozofii funkcjonowania górnictwa i uzyskanie dla tej zmiany akceptacji załóg górniczych. W gospodarce rynkowej kopalnie nie są bowiem po to, aby wydobyć jak najwięcej ton węgla, ale po to, aby wydobywając węgiel, robić to efektywnie. Nie ilość wydobytego węgla jest podstawowym miernikiem oceny każdej kopalni, ale ilość zawartych w wydobytym węglu gigadżuli, koszty tego wydobycia i uzyskana na rynku cena sprzedaży. Wysokie koszty wydobycia były bardzo często tłumaczone sięganiem po coraz głębsze pokłady, co musi prowadzić do zwiększenia nakładów i zmniejszenia rentowności. Jest to prawda, ale nie może to być usprawiedliwieniem dla złego zarządzania, nieudolności czy niedbałości.

Zmiany w modelu biznesowym PGG zaproponowane wówczas w Biznes Planie miały na celu wcielenie w życie tej filozofii poprzez wprowadzenie kilku zasadniczych przedsięwzięć, częściowo tożsamych dla planu przyjętego dla ROW, prowadzących do zwiększenia efektywności funkcjonowania spółki. Były to:

1. Selektywne wprowadzenie sześciodniowego dnia pracy kopalni przy pięciodniowym tygodniu pracy dla górników w najbardziej rentownych kopalniach i ograniczenie wydobycia tam, gdzie opłacalność produkcji jest niższa.
2. Wprowadzenie nowego systemu motywacyjnego pracowników.
3. Zwiększenie poziomu outsourcingu.
4. Założenie gotowości do odstawienia mocy produkcyjnych.
5. Optymalizacja kosztów zakupu.
6. Wprowadzenie Programu Dobrowolnych Odejsć dla pracowników powierzchniowych.
7. Zwiększenie w wydobyciu sortymentów grubych i koksowych.
8. Zmiany organizacyjne, między innymi dotyczące kopalń ROW oraz zmiany w modelu zarządzania Grupą.

Powyższe przedsięwzięcia zostały oszacowane pod względem skali ich wpływu na obniżkę kosztów i zwiększenie rentowności. Kluczowe dla restrukturyzacji było wprowadzenie sześciodniowego tygodnia pracy kopalni i optymalizacja zatrudnienia. Sześciodniowy tydzień pracy jest od lat uznawany w literaturze za niezwykle istotny czynnik zwiększenia efektywności wydobycia poprzez lepsze wykorzystanie środków produkcji, co w rezultacie prowadzi do obniżenia jednostkowego kosztu wydobycia węgla (Magda i Tinc 2015). Niezwykle ważne było także wprowadzenie nowego systemu wynagrodzeń pracowników idącego w kierunku zwiększenia jego motywacyjnej funkcji, przede wszystkim poprzez zwiększenie części zależnej wynagrodzenia od wyniku w całkowitym wynagrodzeniu. W rezultacie

przeprowadzonych analiz wyliczono wówczas prognozowane na lata 2017–2022 wskaźniki ekonomiczne dla PGG (tab. 3).

TABELA 3. Wskaźniki ekonomiczne prognozowane dla Nowej Kompani Węglowej (PGG), wariant bazowy. Wyniki finansowe z wariantu optymistycznego

TABLE 3. Economic indicators forecast for Nowa Kompania Węglowa (PGG), base variant. Financial results from the optimistic variant

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Wydobycie netto ogółem [tys. t]	28 080	28 052	28 052	28 052	28 065	28 065
Wydobycie netto na pracownika [t]	1 046	1 067	1 085	1 097	1 108	1 122
Cena [PLN/t] cena średnia	239	252	270	289	290	289
Zatrudnienie średnie	26 852	26 301	25 851	25 575	25 332	25 006
EBITDA [tys. zł]	1 990 002	2 143 694	2 515 279	2 983 786	2 913 809	2 846 005
Zysk netto [tys. zł]	570 382	663 178	843 589	1 147 544	1 135 929	1 117 437

Źródło: Biznesplan PGG 2016.

TABELA 4. Planowane ceny sprzedaży węgla [PLN/tona]

TABLE 4. Planned coal sales prices

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Miały energetyczne do energetyki zawodowej	194	202	225	244	243	240
Węgiel energetyczny. Pozostali odbiorcy:						
a) sortymenty grube,	456	468	481	490	499	509
b) sortymenty średnie,	425	435	447	456	464	473
c) miały energetyczne,	216	222	244	264	262	260
d) muły.	0	0	0	0	0	0
Miały na eksport	193	204	227	248	246	245
Węgiel koksowy:						
a) sprzedaż krajowa,	305	356	361	370	376	378
b) eksport.						

Źródło: Biznesplan PGG 2016.

Jak widać zakładano, iż po realizacji przygotowanego programu restrukturyzacji spółka radykalnie zmieni swoją pozycję finansową, od wyraźnych strat do pokaźnego zysku, przy założeniu stosunkowo umiarkowanego wzrostu cen zbytu (tab. 4). Przy czym wzrost cen

był zakładany głównie ze względu na zmianę struktury sprzedawanego węgla. W wariantcie optymistycznym EBITDA w 2022 r. miała osiągnąć wielkość 2,8 mld zł, a zysk netto 1117 mld zł. Natomiast w wariantcie pesymistycznym w 2022 r. EBITDA miała ukształtować się na poziomie 2568 mld zł, a zysk netto 859 zł. Byłyby to imponujące wyniki, zwłaszcza gdy weźmie się pod uwagę stratę w 2015 r. w wysokości 959 mln złotych. Założono ostrożnie zejście z kosztami wydobycia do około 200 zł na 1 tonę, chociaż wyliczenia wskazywały na możliwość obniżenia kosztów nawet poniżej 200 złotych.

W Teście Prywatnego Inwestora sporządzonego w 2016 r. przez firmę doradcą Deloitte stopa zwrotu z inwestycji dla inwestora rynkowego w okresie 5 lat została oszacowana na 17,07%. Została ona wyliczona na podstawie hipotetycznej wartości udziałów w PGG na koniec tego okresu oraz ewentualnych przepływów pieniężnych w formie dywidendy.

W kwietniu 2016 została podpisana Umowa Inwestycyjna pomiędzy Polską Grupą Inwestycyjną Sp z o.o., która do tej pory była w 100% własnością Węglokoksu, a nowymi inwestorami, tj. Funduszem Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw (Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych), Towarzystwem Finansowym Silesia Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, Energia Kogeneracja Sp. z o.o., PGNIG Termika SA oraz samym Węglokoksem SA. W tabeli 5 pokazany jest wkład finansowy poszczególnych wspólników oraz ich udział w kapitale zakładowym PGG. Łącznie z wcześniej włożonym kapitałem przez Węglokoks SA sięgał on kwoty 3 mld złotych.

TABELA 5. Dokapitalizowanie PGG przez poszczególnych wspólników na podstawie umowy inwestycyjnej z 26 kwietnia 2016 r oraz ich udział w kapitale zakładowym PGG

TABLE 5. Recapitalization of PGG by individual partners based on the investment agreement of April 26, 2016 and their share in the share capital of PGG after recapitalization

Wyszczególnienie	Kwota dokapitalizowania	Udział w kapitale zakładowym w procentach
Węglokoks	216 668 200*	24,6%
Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw	300 000 000	10,3%
Towarzystwo Finansowe Silesia	400 000 000	13,7%
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna	500 000 000	17,1%
PGNIK Termika	500 000 000	17,1%
Energia Kogeneracja	500 000 000	17,1%
Razem	2 416 668 200	99,9%**

* Bez początkowego wkładu.

** Przed dokapitalizowaniem Skarb Państwa nabył od Węglokoksu 1 udział.

Źródło: Umowa Inwestycyjna zawarta pomiędzy: Węglokoksem SA, Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw, Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych, TF Silesia Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, Energia Kogeneracja Sp. z o.o., PGNIG Termika SA oraz Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. 2016.

Umowa inwestycyjna zawierała zapisy pozwalające inwestorom na bieżące monitorowanie sytuacji finansowej PGG, tj. efektywności operacyjnej, poziomu zadłużenia, płynności finansowej, rentowności, a w szczególności na ocenę stopnia wykonania biznesplanu. Spółka została zobowiązana do systematycznego przedstawiania w ramach tzw. Pakietu Informacyjnego szeregu danych pozwalających na bieżące monitorowanie sytuacji. Przegląd Pakietu Informacyjnego miał prowadzić niezależny doradca pracujący na rzecz wspólników. Określono też cały szereg wskaźników, które pokazywałyby ewentualne naruszenie procesu restrukturyzacji. W takiej sytuacji Spółka w ciągu dwóch tygodni od naruszenia miała obowiązek przedstawić plan naprawczy.

Podpisanie Umowy Inwestycyjnej było ostatnim elementem przygotowań do rozpoczęcia całego procesu restrukturyzacji. Dotychczasowa Kompania Węglowa zaprzestała działalności wydobywczej i zajęła się zbywaniem i likwidacją reszty majątku oraz sprzedażą węgla z zapasów.

Podsumowanie

Tylko nieliczne przewidziane w Biznesplanie PGG przedsięwzięcia restrukturyzacyjne zostały wprowadzone w życie. Oczywiście całe uzgodnione dofinansowanie zostało szybko wykorzystane. W lipcu 2016 r. przeprowadzono zmiany organizacyjne budując trzy tzw. kopalnie zespolone, tj. Ruda, ROW, Piast-Ziemowit i pozostawiając dwie samodzielne kopalnie, tj. Bolesław Śmiały i Sośnica. W kwietniu 2017 r. PGG przejęła majątek KHW SA w postaci kopalń Mysłowice-Wesoła, Murcki-Staszic, Wujek oraz części kopalni Wieczorek. To przejęcie nie było przewidziane w Biznesplanie. Szereg kopalń zostało przekazanych do SRK, tj. Pokój, Ruch Śląsk kopalni Wujek, Wieczorek II, Rydułtowy I, Wesoła, Ruch Pokój II. Wprowadzone zmiany, to jednak za daleko mało, aby można było mówić o przełomie prowadzącym do efektywnego funkcjonowaniu kopalń.

Jak się wydaje, szybki wzrost cen węgla poczynając od drugiej połowy 2016 r. spowodował, podobnie jak poprzednio, brak motywacji do realizacji najtrudniejszych zadań restrukturyzacyjnych. Gwałtownie zwiększyły się natomiast koszty wydobycia, przede wszystkim z tytułu niekontrolowanego i niepowiązanego z wydajnością pracy wzrostu wynagrodzeń. Takie podejście do tej kwestii ze strony zarządów spółek węglowych jest do pewnego stopnia zrozumiałe. Nigdy nie miały one w procesie restrukturyzacji pełnego poparcia właściciela. Pozycja związków zawodowych była zawsze nadmiernie eksponowana. Późniejszy spadek cen kolejny raz pokazał, iż nawet niewielkie załamanie na rynku powoduje poważne turbulencje w funkcjonowaniu spółek węglowych.

Obecnie poziom wydobycia węgla w PGG jest radykalnie niższy niż zakładano. W 2022 roku wydobyto zaledwie 22,5 mln t węgla. W 2023 roku produkcja węgla będzie jeszcze mniejsza. Plan sporządzony na przełomie 2015 i 2016 roku wyznaczał wydobycie na poziomie 28 mln t, przy czym plan ten nie uwzględniał wydobycia KHW, który w 2017 roku został włączony do PGG. Gdyby uwzględnić potencjał wydobywczy KHW wynoszący w granicach 8 mln t, to w 2022 roku wydobycie w PGG powinno wynieść łącznie ponad 36 mln t. To pokazuje skalę katastrofy tego przedsiębiorstwa. Równocześnie gwałtownie

wzrosły koszty wydobycia. Zmniejszenie wydobycia i likwidacja teoretycznie najgorszych kopalń nie doprowadziły więc do poprawy rentowności. Wręcz przeciwnie. Wydobycie na jednego pracownika, które planowano na poziomie 1122 t. (tab. 3), kształtuje się w granicach 600 t. W rezultacie największa nasza spółka węglowa po raz kolejny jest bankrutem. Przygotowywane po 2016 roku programy dla górnictwa nie mówią już nic o restrukturyzacji kosztowej górnictwa, ale o jego likwidacji z ogromnymi corocznymi dotacjami budżetowymi. Jak się wydaje, przyjęto jako pewnik, iż wydobycie węgla w PGG nie może być opłacalne. Tymczasem Polska będzie jeszcze przez wiele kolejnych lat dużym konsumentem węgla energetycznego. Będziemy więc go importowali lub też z pieniędzy publicznych dotowaliśmy nierentowne wydobycie naszych kopalń. Taki scenariusz byłby najgorszą drogą klimatycznej przebudowy naszej gospodarki i w konsekwencji przyspieszy on proces likwidacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce.

Literatura

- Biznesplan... 2015 – Biznesplan dla kopalń w Rybnickim Okręgu Węglowym. Grupa Kapitałowa Węglokoks i McKinsey & Company, Katowice, styczeń 2015.
- Biznesplan PGG 2016 – Biznesplan Polskiej Grupy Górniczej, Katowice 2016.
- Funkcjonowanie górnictwa... 2017 – Funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego w latach 2007–2015 na tle założeń programu rządowego. NIK, Warszawa 2017, s. 12.
- Informacja... 2022 – Informacja o wynikach kontroli. Przygotowanie i realizacja Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, NIK, Warszawa 2022, s. 5.
- Inwestowanie 2023. [Online] www.investing.com/commodities/coal-api2/-cif-ara-futures-historical-data [Dostęp: 15.12.2023].
- Inwestowanie 2023. [Online] www.investing.com/commodities/coal-api4/-fob-richards-bay-future-historical-data [Dostęp: 15.12.2023].
- Karbownik, A. i Bijańska, J. 2000 – *Restrukturyzacja polskiego górnictwa węgla kamiennego w latach 1990–1999*. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej.
- Magda, R. i Tinc, M. 2015 – Ocena możliwości obniżenia kosztu jednostkowego wydobycia węgla poprzez wydłużenie czasu pracy zakładu górniczego z pięciu do sześciu dni w tygodniu. *Przegląd Górniczy* 8, s. 45–48.
- Paszczka, H. 2010 – Procesy restrukturyzacyjne w polskim górnictwie węgla kamiennego w aspekcie zrealizowanych przemian i zmiany bazy zasobowej. *Górnictwo i Geoinżynieria* 3, s. 71–73.
- Podsiadło, J. 2016 – Restrukturyzacja KWK Bobrek i KWK Piekary (mit czy rzeczywistość). *XXX Konferencja z cyklu Energetyka wobec nowych wyzwań*. Materiały konferencyjne, PAN. Zakopane 2016, Część 4, s. 57–65.
- Strategia działalności... 2007 – Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r. Dokument ten był następnie zmieniany przez RM trzykrotnie. W październiku 2011 r. zmieniono także jego tytuł na „Program działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015”.
- Umowa Inwestycyjna zawarta pomiędzy: Węglokoks SA, Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw, Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych, TF Silesia Sp. z o.o., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, Energa Kogeneracja Sp. z o.o., PGNiG Termika SA, oraz Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o., Kwiecień 2016.

Próba restrukturyzacja Kompanii Węglowej SA w latach 2015–2016

Słowa kluczowe: spółka węglowa, bankructwo, restrukturyzacja, rentowność

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono próbę restrukturyzacji Kompanii Węglowej SA w latach 2015–2016. Spółka ta znajdowała się w tym czasie na krawędzi całkowitego bankructwa. Przy udziale szeregu firm doradczych został przygotowany wówczas program restrukturyzacji, który w założeniu miał radykalnie zmienić organizację i sposób funkcjonowania KW i doprowadzić ją do trwałej rentowności. Ta próba zakończyła się niestety całkowitym fiaskiem, bowiem z przyjętych tam celów zrealizowano właściwie jedynie przewidziane dofinansowanie dostarczone przez spółki państwowe. Z pozostałych założeń udało się zrealizować niewiele. Zabrakło bowiem odwagi i determinacji w wdrażaniu najtrudniejszych założeń restrukturyzacyjnych. Reforma ta w konsekwencji została więc porzucona. Doświadczenia związane z budową tego planu oraz próbami jego implementacji powinny być jednak brane pod uwagę przy ewentualnych dalszych działaniach zmierzających do poprawy rentowności górnictwa węgla kamiennego.

An attempt to restructure Kompania Węglowa SA in 2015–2016

Keywords: coal company, bankruptcy, restructuring, profitability

Abstract: The chapter presents an attempt to restructure Kompania Węglowa SA from 2015–2016. At that time, the company was on the verge of complete bankruptcy. With the participation of a number of consulting companies, a restructuring program was prepared, which was intended to radically change the organization and functioning of KW and lead it to lasting profitability. Unfortunately, this attempt ended in a complete failure, because only the planned funding provided by state-owned companies was actually achieved. Almost none of the remaining assumptions were achieved. There was a lack of courage and determination in implementing the most difficult restructuring assumptions. This reform was consequently abandoned. However, the experience related to the development of this plan and attempts to implement it should be taken into account in any further actions aimed at improving the profitability of the hard coal mining industry.

Zbigniew GRUDZIŃSKI¹

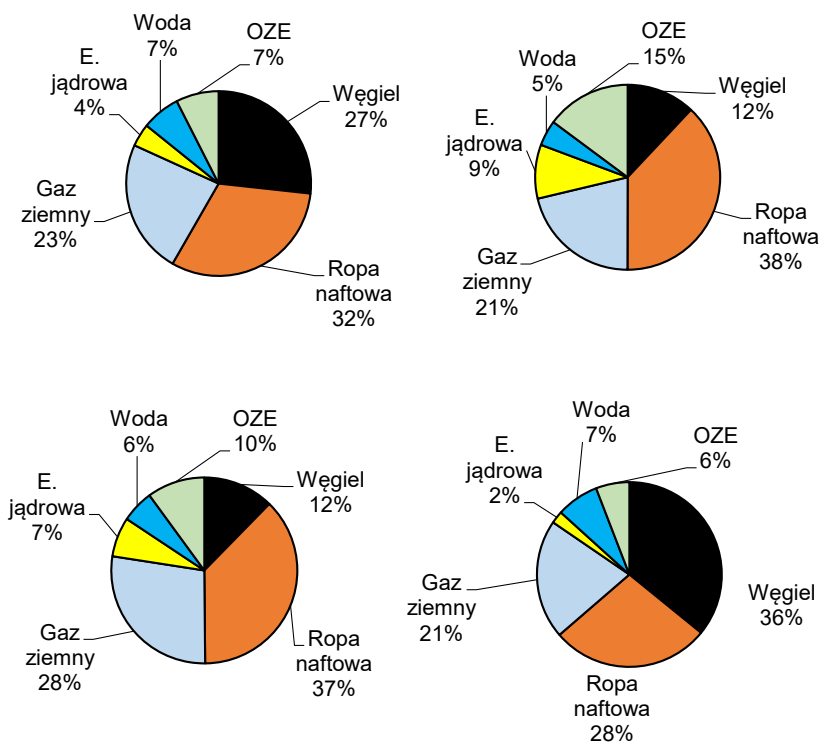
Międzynarodowy rynek węgla energetycznego – tendencje, prognozy

Wprowadzenie

W 2022 r. światowa produkcja węgla wzrosła o 7,9% w stosunku do roku poprzedniego. Udział węgla w zużyciu pierwotnych nośników energii nie zmienił się i utrzymał się na poziomie 27%. W ciągu ostatnich dwóch lat produkcja węgla zwiększyła się o ponad 13%, tj. ponad 1 mld ton. W skali świata węgiel po ropie naftowej jest najważniejszym źródłem energii. Paliwa kopalne dominują w strukturze zużycia nośników energii, z udziałem 82%. W roku 2010 udział ten wynosił 87%. Strukturę zużycia energii w świecie i na innych rynkach w 2022 r. przedstawia rysunek 1. Inna jest struktura zużycia w przypadku Unii Europejskich. Węgiel ma tylko 12% udziału w 2022 r., gdy w 2010 było to 15%. Na rysunku 1 przedstawiono także struktury zużycia nośników energii dla krajów OECD i Non-OECD. Kraje OECD to najbardziej rozwinięte gospodarczo kraje. Członkami tej organizacji jest 38 krajów. W grupie krajów poza OECD obecnie udział węgla stanowi aż 38%. W tej grupie są między innymi takie państwa, jak Chiny czy Indie. Udział gazu ziemnego w tych grupach państw jest na zbliżonych poziomach. Największy udział OZE jest w UE i w 2022 r. wyniósł 15%, gdy w 2010 roku było to tylko 4%.

Nigdy wcześniej w świecie nie używano więcej węgla do produkcji energii elektrycznej, jak w 2022 r. Zużycie wyniosło 161,5 EJ (10^{18}), w poprzednim roku wyniosło 160,4 EJ, a w 2010 r. było to 148,9 EJ. Na rysunku 2 przedstawiono strukturę zużycia nośników energii do produkcji energii elektrycznej na różnych rynkach. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej w świecie wyniósł 36%, a w krajach non-OECD 46%. W UE udział ten wyniósł 16%. W UE największy udział w produkcji energii mają OZE – 28%, gdy w Azji to węgiel

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0002-4977-3595; e-mail: zg@min-pan.krakow.pl



Rys. 1. Struktura zużycia energii w świecie na różnych rynkach

Źródło: na podstawie informacji z BP-2023

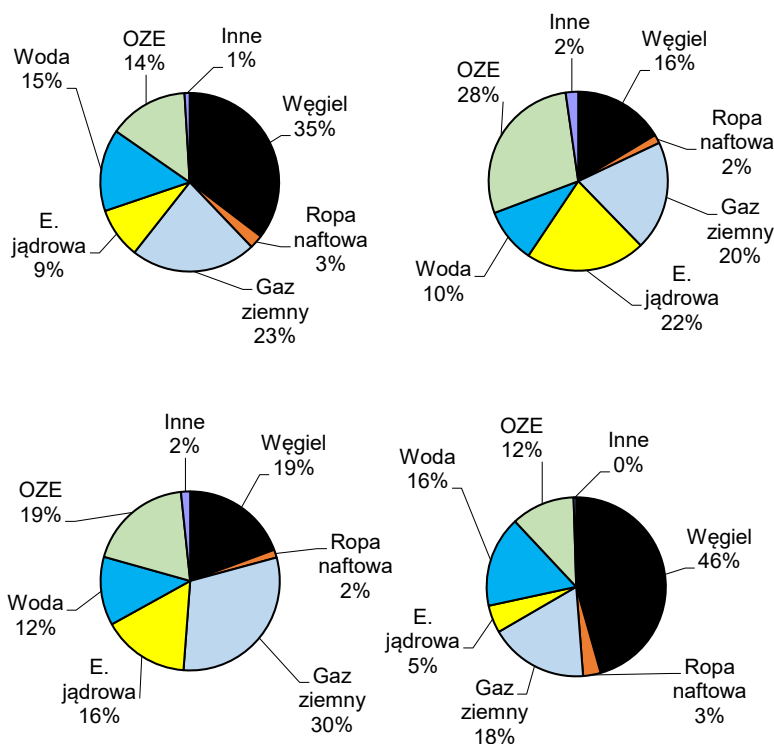
Fig. 1. Structure of world energy consumption in different markets

jest najważniejszym surowcem do produkcji energii z udziałem 47%. W świecie produkcja energii elektrycznej w 2022 r. zwiększyła się o 1,1%, gdy w tym czasie w UE spadła o 3,5%.

1. Produkcja węgla na świecie

W roku 2022 produkcja węgla osiągnęła największy poziom w historii i wyniosła 8,8 mld ton. Produkcja wzrosła o 644 mln tony w porównaniu z 2021 r. Na rysunku 3 przedstawiono zmiany w produkcji węgla na świecie w ostatnich 10 latach na tle udziału Chin w tej produkcji. Obecnie sześciu największych producentów węgla ma udział w rynku węgla na poziomie 86%, a udział Azji w tej produkcji to 77%. Produkcja węgla w tych sześciu krajach w mln ton wyniosła:

1. Chiny	4 560	4. USA	539
2. Indie	911	5. Australia	443
3. Indonezja	687	6. Rosja	439



Rys. 2. Struktura zużycie nośników energii do produkcji energii elektrycznej w świecie i Unii Europejskiej w 2022 r.

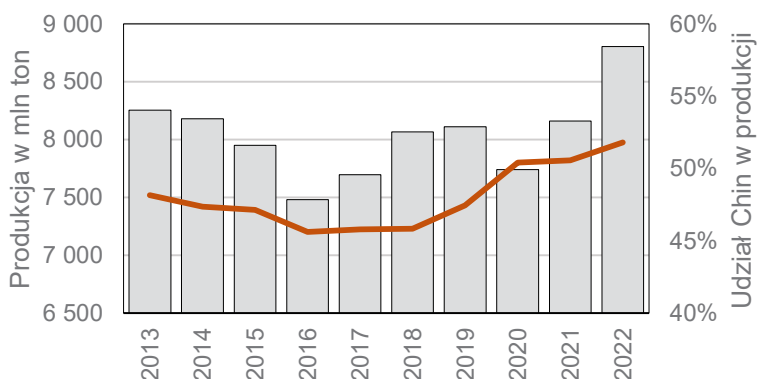
Źródło: na podstawie informacji z BP 2023

Fig . 2. Structure of energy consumption for electricity production in the world and the European Union in 2022

Dynamiczny wzrost produkcji węgla w ostatnich latach dotyczy głównie takich producentów jak: Chiny, Indie i Indonezja. Jednak największy wzrost produkcji wystąpił w Chinach i wyniósł 434 mln ton. Chiny w 2021 roku zmagaly się z niedoborami węgla na krajowym rynku węgla. Rząd widząc starał się zareagować na tą sytuację, efektem czego był znaczący wzrost wydobycia węgla. Podobna sytuacja wystąpiła w Indiach, które także zwiększyły produkcję o ponad 100 mln ton.

Kraje o największych wzrostach produkcji w 2022 roku przedstawia rysunek 4. Największy wzrost wystąpił w Mongolii. Produkcja węgla w tym kraju to poziom około 40 mln ton, który jest w większości eksportowany do Chin. Ze względu na niedostatki w infrastrukturze transportowej eksport z Mongolii odbywa się z wykorzystaniem transportu drogowego.

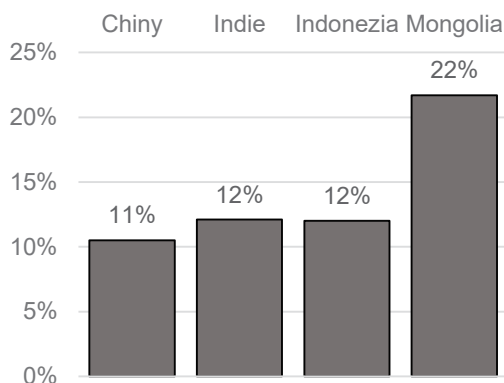
Wzrost z produkcji z Chin, Indii i Indonezji jest na poziomie 11–12%, ale w ujęciu tonażowym jest decydujący w postrzeganiu sytuacji na rynku węgla. To inwestycje w produkcje w tych właśnie krajach decydują o poziomie światowego wydobycia węgla.



Rys. 3. Produkcja węgla w świecie na tle udziałów Chin

Źródło: na podstawie informacji z BP 2023

Fig. 3. Coal production in the world compared to China's share



Rys. 4. Kraje o największym wzroście produkcji w 2022 r.

Fig. 4. Countries with the highest production growth in 2022

Sytuację na międzynarodowym rynku węgla można podsumować w następujący sposób:

- W 2022 produkcja węgla w świecie wyniosła 8,8 mld ton. Wzrost produkcji wskazywał na 7,9%, w poprzednim roku było to 5,4%.
- W Azji wydobywa się 77% światowej produkcji węgla.
- Chiny mają 52% udziału w światowej produkcji.
- W zużyciu pierwotnych nośników energii udział węgla wynosi 27%, a w krajach OECD udział ten wskazywał średnio 13%.
- W Azji udział węgla w zużyciu energii wyniósł 47%, a w UE tylko 12%.
- Kraje o największych wzrostach produkcji w 2022 r. to: Chiny Indie, Indonezja i Mongolia.

2. Międzynarodowy handel węglem energetycznym

Tylko 15% procent produkcji węgla trafia do handlu na międzynarodowym rynku węgla. 90% handlu węglem to wymiana na rynku morskim, pozostała to handel z krajami sąsiadującymi. Ta sytuacja dotyczy głównie Europy oraz wymiany towarowej między USA i Kanadą. W tabeli 1 przedstawiono obroty na międzynarodowym rynku węgla energetycznego oraz średnioterminową prognozę rozwoju tego rynku podaną na podstawie raportu DIIS – Australia. Poziom obrotów w handlu węglem energetycznym w prezentowanym okresie to ilość w granicach 1000 mln ton do 1050 mln ton. Przewiduje się stabilizację popytu na węgiel energetyczny w okresie krótkoterminowym.

W Europie kraje po inwazji rosyjskiej na Ukrainę poczyniły znaczne inwestycje w terminale LNG oraz w OZE. Dodatkowo znacznie wzrosło wsparcie rządów dla energetyki odnawialnej. Europie udało się znacznie zmniejszyć uzależnienie od gazu z Rosji, a to spowodowało okresowe zwiększenie zużycia węgla w energetyce.

Zużycie węgla w Europie utrzymuje się, lecz w długoterminowym okresie spada. Kraje europejskie, które zobowiązały się do całkowitego wycofania się z węgla w energetyce do 2030 r., to Finlandia, Dania, Francja, Holandia, Włochy i Hiszpania. Natomiast Wielka Brytania ma zamknąć swoją ostatnią elektrownię węglową do 2024 r., a moce produkcyjne węglowe, włączone na krótko zimą 2022–2023, mają zostać zamknięte na stałe.

Ponieważ tendencje występujące w Europie i Chinach i Indiach w pewnej części się równoważą, można oczekiwać, że popyt na węgiel w najbliższym okresie utrzyma się na dotychczasowym poziomie.

Kluczowym problemem dla handlu węglem jest zapotrzebowanie Chin na węgiel z importu. Obecna prognoza przewiduje zapotrzebowanie na poziomie 230–200 mln ton. Zużycie węgla w Chinach było wysokie mimo spowolnienia wzrostu gospodarczego. Rząd tego kraju podtrzymuje swoje działania, które mają zmniejszyć uzależnienie od importu węgla. Jednak sytuacja na rynku energii sprzyja wzrostowi zapotrzebowania na węgiel. Chińska polityka w tym zakresie jest tak niepewna, że można spodziewać się spadku importu do 100 mln ton, jak i wzrostu do 300 mln ton. To powoduje, że ceny mogą się skokowo zmieniać w krótkich okresach.

Indie pozostają najważniejszym rynkiem wzrostu importu węgla. Do 2025 r. spodziewany jest wzrost importu o 36% mimo wzrostu własnego wydobycia węgla. Indie planują wzrost wydobycia o około 12% rocznie. Już w 2024 roku wydobycie ma przekroczyć 1,2 mld ton. Wzrost ten wynika z rosnącego wykorzystania węgla przez przemysł i dużo wyższego zapotrzebowania na energię elektryczną. Indie także w coraz większym stopniu przeprowadzają prywatyzację kopalń będących dotychczas w zarządzie państwa.

Rząd Indii stara się zaspokoić swoje zapotrzebowanie na węgiel poprzez zwiększenie dostaw krajowych, chcąc uzyskać większą samowystarczalność. W ostatnich latach sprzedano na aukcji łącznie 87 kopalni.

Import węgla przez Japonię w krótkoterminowym okresie pozostaje na stabilnym poziomie. Jednak rząd Japonii ogłosił wcześniej plany zamknięcia 100 elektrowni węglowych do 2030 roku. Harmonogram tych zamknięć nie jest znany i jak ma wyglądać substytucja tej energii w sytuacji, gdy większość elektrowni jądrowej dalej jest unieruchomiona.

Import węgla przez Koreę Południową na poziomie 90–91 mln ton powinien się utrzymać w najbliższych latach. Rząd Korei przewiduje do 2030 r. zmniejszenie mocy elektrowni węglowych o 50% i całkowitej eliminacji węgla z produkcji energii do 2050 r.

Tajwan ma opracowane plany odejścia od węgla energetycznego. W najbliższej perspektywie chce ograniczyć wykorzystanie węgla z około 42 do 30% w perspektywie już 2025 roku.

Można przewidywać, że import z innych krajów Azji Południowej i Południowo-Wschodniej osiągnie szczyt w 2030 roku. W krajach tych w dalszym ciągu są kontynuowane inwestycje w nowe moce oparte na węglu energetycznym.

W UE w tej prognozie przewiduje się spadek wykorzystania węgla aż o 28% w 2025 r. Import węgla ma spaść z 98 do 71 mln ton w perspektywie 2025 roku. Scenariusz odejścia od węgla może być zakłócony przez niestabilne ceny gazu LNG w wyniku oddziaływania silnych czynników geopolitycznych.

Największym eksporterem węgla jest Indonezja. Utrudnienia w eksporcie z tego kraju są głównie spowodowane czynnikami pogodowymi. Dodatkowym problemem jest konieczność wywiązywania się producentów węgla w ilości kierowanej produkcji na rynek krajowy. Ten warunek jest bardzo przestrzegany przez indonezyjski rząd. W przypadku niespełnienia tego warunku przez danego producenta, eksport węgla jest wstrzymywany. Każdy producent węgla w tym kraju musi mieć zatwierdzone plany produkcyjne.

W Australii przewiduje się wzrost eksportu, który może być zakłócany czynnikami pogodowymi i logistycznymi.

Eksport z USA pozostaje na dosyć wysokim poziomie. Producent ten jest w stanie szybko reagować na sytuację cenową na rynku węgla. Przy spadającym zapotrzebowaniu na rynku krajowym, kraj ten może eksportować nawet 100 mln ton, jeżeli ceny będą odpowiednio wysokie. USA jest ważnym dostawcą węgla na rynek Morza Śródziemnego.

Eksport z Rosji ma ulec zmniejszeniu w wyniku sankcji. Niższe ceny i rosnące koszty spowodują spadek eksportu. Konieczność przekierowania większości eksportu na rynki wschodnie wiąże się z dużymi trudnościami logistycznymi.

W przypadku eksportu węgla z RPA i Kolumbii, ze względu na trudności w produkcji węgla na rynku krajowym, oczekuje się stabilizacji na niskim poziomie.

3. Ceny na międzynarodowym rynku węgla energetycznego

Sytuacja cenowa na rynku węgla w 2022 r. była bardzo zmienna. Konflikt zbrojny w wyniku napaści Rosji na Ukrainę spowodował duże zaburzenia w funkcjonowaniu rynku węgla. Wcześniejsze długoterminowe relacje cen między indeksami zostały także zaburzone. Na rysunku 5 przedstawiono ceny spot węgla energetycznego (6000 kcal/kg) w portach ARA (2023 rok do września).

Ceny węgla w portach ARA w lipcu 2022 osiągnęły swoje historyczne maksimum na poziomie 432 USD/ton, tj. około 80 zł/GJ. W tym czasie ceny gazu ziemnego notowanego w holenderskim hubie TTF osiągnęły poziom 350 EUR/MWh. Produkcja energii z węgla energetycznego była w tej sytuacji zdecydowanie korzystniejsza niż z gazu. To spowodowa-

TABELA 1. Obroty na międzynarodowym rynku węgla energetycznego oraz średnioterminowa prognoza rozwoju tego rynku [mln ton/rok]

TABLE 1. Turnover on the international steam coal market and medium-term forecast for the development of this market [Mt/y]

Wyszczególnienie	2022	2023	2024	2025	Dynamika zmian	
					2023/202	2025/2022
Światowy handel węglem	1 043	1 017	1 019	1 026	97,5%	98,3%
Import						
Azja	796	849	851	863	107%	108%
– Chiny	231	222	210	200	96%	87%
– Indie	153	181	190	209	118%	136%
– Japonia	138	138	137	136	100%	98%
– Korea Płd.	91	91	91	90	100%	99%
– Tajwan	61	61	60	59	100%	96%
UE 27	98	81	77	71	83%	72%
Inne kraje Europy	43	36	34	32	85%	74%
Eksport						
Indonezja	457	468	466	464	103%	102%
Australia	179	192	201	203	107%	114%
Rosja	164	145	142	140	88%	85%
RPA	68	69	72	73	102%	107%
Kolumbia	46	47	50	50	103%	108%
USA	35	37	37	37	105%	104%

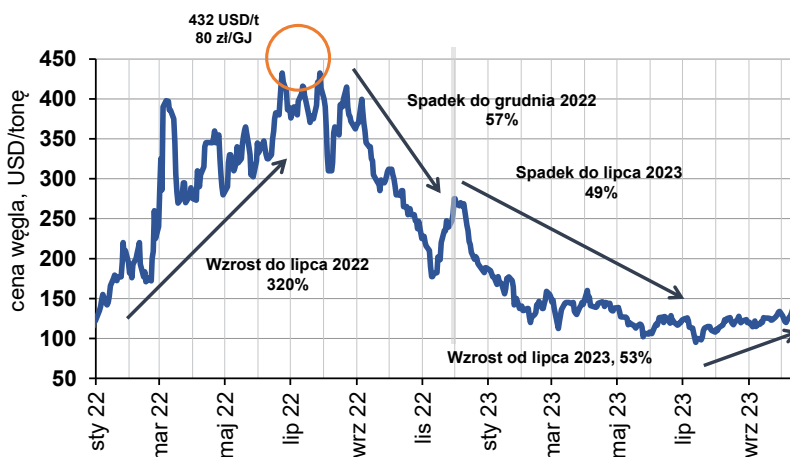
Źródło: na podstawie informacji z DIIS.

ło, że w Europie były uruchamiane kolejne bloki węglowe, dla których trzeba było znaleźć węgiel na rynku spot.

Na rysunku 6 przedstawiono ceny spot węgla energetycznego (dzienne) w portach ARA oraz Newcastle w ostatnich 10 latach.

W Europie średnie miesięczne ceny węgla energetycznego w 2023 r. (6000 kcal/kg) w portach ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) zmalały ze 165 USD/Mg (styczeń 2023 r.) do 123 USD/Mg (wrzesień 2023 r.), tj. o 25%. Minimalna cena w tym okresie wystąpiła w lipcu, kiedy ceny spadły do poziomu około 95 USD/tonę. Końcem września ceny wahały się w granicach 120–130 USD/tonę.

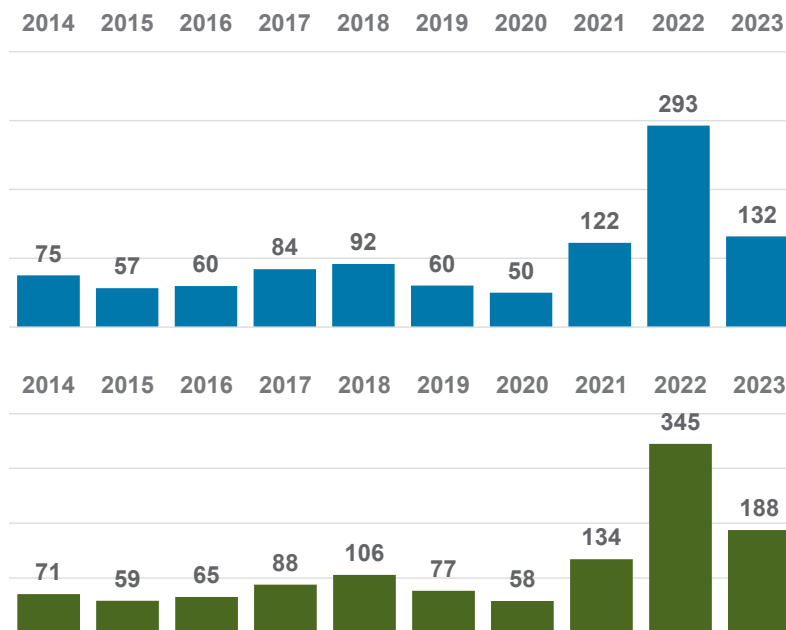
Wysokie stany zapasów w portach ARA (utrzymujące się na poziomie rzędu 5–7 mln ton), przy malejącym popycie (związanym m.in.: z końcem sezonu zimowego): wysokimi stanami w magazynach gazu, konkurencją ze strony generacji OZE, nie sprzyjały utrzymywaniu się wysokich poziomów cen. Po wprowadzeniu sankcji na węgiel rosyjski, m.in. węgiel z RPA i Kolumbii zaczął zastępować surowiec z Rosji (zwłaszcza w Basenie Morza śródziemnego).



Rys. 5. Ceny spot węgla energetycznego (dziennie) w portach ARA – 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg)

Źródło: na podstawie informacji z Platts – CTI, Platts – ICR, Argus, WB

Fig. 5. Spot prices of thermal coal (daily) in ARA ports – 6,000 kcal/kg (25.1 MJ/kg)



Rys. 6. Porównanie cen węgla energetycznego (6000 kcal/kg) w portach ARA oraz w porcie Newcastle – Australia (2023 rok do września)

Źródło: na podstawie informacji z Platts – CTI, Platts – ICR, Argus, WB, Grudziński 2022, 2023

Fig. 6. Comparison of steam coal prices (6,000 kcal/kg) in the ARA ports and in the port of Newcastle – Australia (2023 until September)

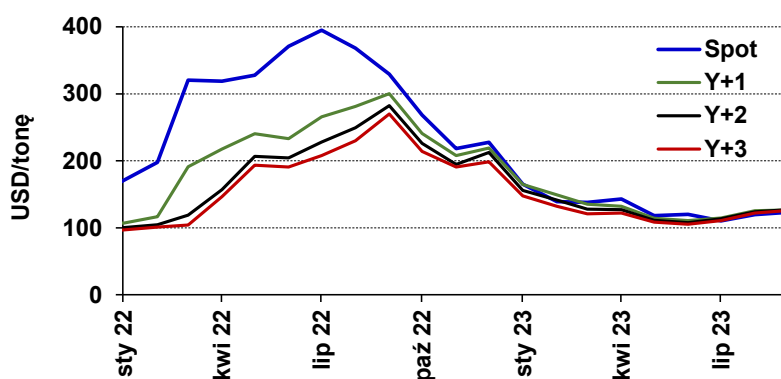
Natomiast Rosjanie oferowali swój surowiec na wszystkich rynkach poniżej 20–30% od cen innych dostawców.

Wśród czynników wpływających na poziomy cen węgla energetycznego na rynku spot w pierwszej połowie 2023 r. w obszarze Azji-Pacyfiku, należy wymienić m.in.: wznowienie (po ponad dwuletniej przerwie) handlu Chin z Australią, silny wzrost gospodarczy w Indiach, Pakistanie i Korei Płdudniowej, nagromadzenia dużych zapasów u użytkowników (Indie, Chiny, Japonia, Korea Płd.) oraz rosnące ceny LNG. Najważniejszym benchmarkiem dla azjatyckiego rynku spot są notowania australijskiego węgla energetycznego w porcie Newcastle. W stosunku do stycznia 2023 r. średnie miesięczne ceny węgla australijskiego (6000 kcal/kg) zmalały aż o 156 dolarów i we wrześniu wyniosły 162 USD/tonę. W przypadku drugiego ważnego dostawcy na rynek azjatycki – Indonezji – ceny węgla energetycznego (6000 kcal/kg) w styczniu 2023 r. wynosiły 145 USD/tonę i we wrześniu były niższe o 55 dolarów.

Ceny w okresie od 2022 na wszystkich rynkach były niestabilne a zmienność tych cen była największa w historii.

Dodatkową informacją o cenach węgla może być analiza sygnałów rynkowych na podstawie notowań indeksów na rynkach finansowych. Na współczesnych rynkach węglowych zmiany cen spot w coraz większym stopniu są uzależnione od gry rynkowej na rynkach finansowych. Uczestnicy rynków węglowych coraz powszechniej stosują transakcje zabezpieczające przyszłe ceny węgla w kontraktach zawieranych na rynkach pozagiełdowych. Transakcje takie obejmują kontrakty terminowe (typu *forward*, *swap*) i zawierane zazwyczaj na jeden lub dwa najbliższe miesiące, na cztery kolejne kwartały i na dwa lub trzy lata. Ceny w takich kontraktach mogą w pewnym sensie służyć jako wyznacznik przyszłych tendencji cenowych w prognozie krótkoterminowej. Są one również istotne dla kontraktów fizycznych, w których ceny powiązane są z indeksami.

Na rysunku 7 pokazano, jak w 2022 r. zmieniały się wyceny kontraktów rocznych *forward* na indeks CIF ARA. Dla porównania pokazano także rzeczywiste wartości cen spot



Rys. 7. Notowania kontraktów na indeks cen forward CIF ARA (dla Y+1, Y+2, Y+3) na tle rzeczywistych cen spot CIF ARA

Źródło: na podstawie informacji z Platts – CTI

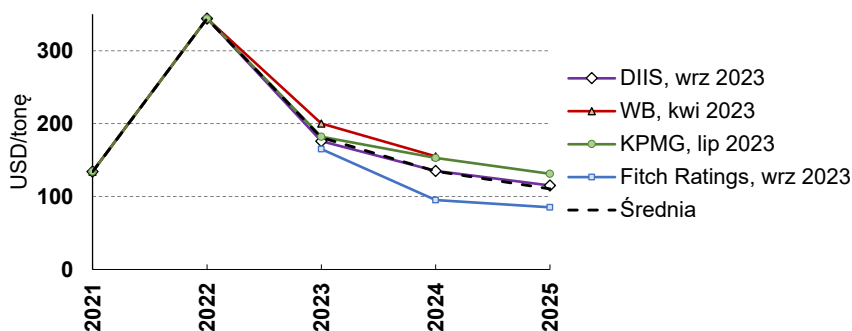
Fig. 7. Forward price index contracts (for Y+1, Y+2, Y+3) against the background of actual CIF ARA spot prices

CIF ARA na rynku fizycznym w tym samym okresie. Wykresy pokazują zmienność cen dla kontraktów 1 rok do przodu (Y+1), 2 lata (Y+2) i 3 lata (Y+3). W okresie najwyższych cen (lipiec 2022) kontrakt Y+1 wyceniany był ok. 32% poniżej aktualnych cen spot, a kontrakt Y+3 wyceniany był 47% poniżej cen spot. Handlowcy przewidywali szybki spadek cen, który w następnych miesiącach wystąpił. We wrześniu 2023 r. mamy inną sytuację. Praktycznie ceny spot są zrównane z cenami kontraktów na przyszłe 3 lata. Sugeruje to stabilizację cen z perspektywą ich spadku. Ceny kontraktów Y+3 są tylko 2,5% wyższe od bieżących cen spot.

4. Prognozy cen węgla energetycznego

Cenami referencyjnymi dla międzynarodowego rynku węgla są ceny określone dla FOB Newcastle (Australia). Są to ceny węgla w eksporcie z największego portu węglowego na świecie. Rola węgla australijskiego w kreowaniu cen na innych rynkach jest najważniejsza. Australia jest największym eksporterem węgla kamiennego i drugim eksporterem węgla energetycznego. Kraj ten dzięki swej pozycji, stabilności politycznej i gospodarczej dostarcza rynkowi ceny referencyjne. 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 Grudziński 2021a).

Na rysunku 8 przedstawiono krótkoterminowe prognozy cen, opracowane przez różne instytucje finansowe i ekonomiczne. Są to prognozy cen australijskiego węgla notowanego w porcie Newcastle na warunkach FOB. Wszystkie prognozy przewidują spadek cen. Średnie ceny na koniec 2025 roku przewidywane są w granicach 110–115 USD/tonę. Ceny te wydają się niskie w stosunku do 2 lat poprzednich, ale należy przypomnieć, że ceny węgla 6000 kcal/kg na rynkach spot w 2020 roku były notowane na poziomie 58 FOB Newcastle



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

Fig. 8. Forecasts of thermal coal spot prices – FOB Newcastle (6,000 kcal/kg – 25.1 MJ/kg)

i 50 USD/tonę CIF ARA. Ceny ponad 100 USD będą więc atrakcyjne dalej większości producentów węgla. Można oczekiwać, że zarówno podaź, jak i popyt w krótkoterminowej perspektywie pozostaną stosunkowo stabilne i dobrze dopasowane. 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 przyszłych latach, zwłaszcza w przypadku zwiększającej się dotowania przemysłu paliw odnawialnych.

Podsumowanie

W ostatnim okresie ogromny wpływ na ceny węgla miały następujące czynniki i uwarunkowania:

- Od czasu rosyjskiej inwazji na Ukrainę kraje europejskie poczyniły znaczne inwestycje w nowe źródła gazu i energię odnawialną. Nowe terminale LNG budowano w niezwykle szybkim tempie, poszerzono cele i harmonogramy operacyjne dotyczące energii jądrowej, a także wzrosło wsparcie rządowe dla energii odnawialnej. Całkowite i trwałe odejście od rosyjskiego gazu może potrwać nieco dłużej, a europejskie zużycie węgla (szczególnie w sektorze przemysłowym) może w krótkim okresie wzrosnąć, jeśli nowe źródła energii okażą się zmienne lub niewystarczające.
- Zużycie węgla w Europie w długoterminowym okresie, spada. Wśród krajów europejskich, które zobowiązały się do całkowitego wycofania z węgla do 2030 r. znajdują się: Finlandia, Dania, Francja, Holandia, Włochy i Hiszpania. Przewiduje się, że Wielka Brytania zamknie swoją ostatnią elektrownię węglową do 2024 r., a moce produkcyjne węglowe włączone na krótko zimą 2022–2023, mają zostać zamknięte na stałe.
- Ponieważ tendencje w Chinach i Europie równoważą się, ogólny popyt na węgiel energetyczny ma obecnie niewielkie tendencje wzrostowe.
- Chiny w dalszym ciągu będą kluczowym czynnikiem rozwoju sytuacji na międzynarodowym rynku węgla. Zużycie węgla w Chinach ma osiągnąć najwyższy w historii poziom 4,8 mld ton w 2023. Można oczekiwać, że w ciągu najbliższych trzech lat zużycie węgla w Chinach będzie podążać za rozwojem sytuacji w sektorze energetycznym i prognozami dotyczącymi produkcji przemysłowej, a także ogólnym wzrostem gospodarczym kraju.
- Drugim niezwykle ważnym rynkiem dla węgla będą są Indie. W tym kraju popyt ma rosnąć 3,5% w ujęciu rocznym do 1,40 mld ton do 2026 r. W Indiach większość wzrostu zapotrzebowania na energię jest zaspokajany przez elektrownie węglowe.
- Przy względnie zrównoważonym popycie i podaży ceny węgla energetycznego w portach ARA o wartości 6000 kcal/kg ustabilizowały się w sierpniu i wrześniu na poziomie około 120–130 dolarów za tonę. Pomimo gwałtownych spadków od lipca 2022 r. ceny w ujęciu historycznym nadal są stosunkowo wysokie. W nadchodzących kwartałach oczekuje się dalszej umiarkowanej obniżki cen, w miarę słabnięcia chińskiego popytu wraz ze zmianą pór roku.

- ⇒ Oczekuje się, że istniejące moce produkcyjne kopalń w skali globalnej będą w zasadzie wystarczające, aby zaspokoić popyt do końca lat 20. XXI wieku. Następnie oczekuje się, że podaż zacznie strukturalnie spadać ze względu na względny brak nowych projektów związanych z węglem energetycznym. Tempo spadku popytu jest mniej wyraźne, a wzrost popytu w rozwijającej się Azji kompensuje spadek wykorzystania węgla w większości krajów OECD. Jeśli globalne zużycie tego surowca będzie spadać wolniej niż globalna podaż, ceny wzrosną. Ten wzrost cen może zmniejszyć konkurencyjność węgla i pomóc w dostosowaniu jego wykorzystania do podaży. Jednakże rynki prawdopodobnie stałyby się również bardziej nieprzewidywalne i zmienne w związku z wystąpieniem dostosowań w zakresie podaży i popytu (DIIS).
- ⇒ Niepewność dotycząca długoterminowych zmian na rynkach węgla będzie miała wpływ na inwestycje w dostawy węgla w okresie objętym prognozą, powodując wzrost cen. To zniekształcenie może się pogłębić, gdy starzejące się kopalnie będą ponosić wyższe koszty utrzymania starzejącego się sprzętu i kapitału. Niedoinwestowanie nie powinno w zauważalny sposób wpłynąć na produkcję, ale może się utrwalić, zwiększając ryzyko niedoborów podaży i dalszych skoków cen. Obecni producenci węgla odniosą korzyści z tych trendów, jednak ogólna stabilność rynków węgla może zależeć od zdolności krajów do zmniejszenia zależności od węgla energetycznego poprzez inwestycje w inne źródła energii (DIIS).
- ⇒ Ryzyko cenowe pozostaje w pewnym stopniu zrównoważone. Popyt na węgiel energetyczny stoi w obliczu ryzyka spadku w związku ze słabymżywieniem gospodarczym w Chinach, łagodną zimą na półkuli północnej i zwiększonymi zapasami, które mogą potencjalnie ograniczać zużycie węgla. Obecne prognozy cen mimo wszystko są optymistyczne, ponieważ zakładają poziom cen ponad 100 USD/tonę, jest on prawie 100% wyższy od cen z 2020 roku.

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

Literatura

- Argus – Argus Coal Daily International. Wyd. Argus Media Ltd, 2020–2022.
ARP – Import i przywóz węgla kamiennego. Agencja Rozwoju Przemysłu SA Oddział w Katowicach.
BP 2023 – BP Statistical Review of World Energy.
DIIS – Australian Government, Departament od Industry, Science, Energy and Resources.
Grudziński, Z. 2019 – Międzynarodowe rynki węgla energetycznego – podaż, popyt, ceny. International steam coal markets – supply, demand, prices. *Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN* 108, s. 5–19.
Grudziński, Z. 2022 – Ceny węgla energetyczne na międzynarodowym rynku. *Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN* 1(110), s. 39–50, DOI: 10.24425/140524.
Grudziński, Z. 2023 – Rynek węgla energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej. *Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN* 1(111), s. 7–20, DOI: 10.33223/zn/2023/01.
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.

- Platts – CTI – Coal Trader International. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2021–2023.
- Platts – ICR – Platts – ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2023.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2020 – International steam coal market and the price situation in Poland. Part I, *Inżynieria Mineralna* 2(2), s. 203–207, DOI: 10.29227/IM-2020-02-63.
- 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.
- WB – Bank Światowy – Global Commodity Markets.

Międzynarodowy rynek węgla energetycznego – tendencje, prognozy

Słowa kluczowe: ceny węgla, indeksy cenowe ARA, prognoza cen

Streszczenie: W 2022 r. światowa produkcja węgla wzrosła o 7,9% w stosunku do roku poprzedniego. Udział węgla w zużyciu pierwotnych nośników energii nie zmienił się i utrzymał się na poziomie 27%. W skali świata węgiel po ropie naftowej jest najważniejszym źródłem energii. W krajach OECD udział tego surowca nie przekracza 13%. Produkcja węgla w Chinach wzrosła około 10% w 2022 i osiągnęła poziom 4,5 mld ton. Bardzo silnie wzrosła także produkcja w Indiach o 12%, która wyniosła 950 mln ton. Podobnie wzrosła produkcja w Indonezji, czyli w kraju będącym największym eksporterem węgla energetycznego. Zwraca uwagę duży wzrost produkcji w Mongolii o ponad 22% (tj. 40 mln ton). Produkcja z tego kraju w większości jest eksportowana ciężarówkami do Chin. W 2023 roku przewiduje się wzrost produkcji w Chinach o 1–3% oraz wzrost w Indiach około 7–10%. Indie w najbliższych 2 latach chcą osiągnąć produkcji 1,2 mld ton, aby w większym stopniu uniezależnić się od importu. Światowy handel węglem energetycznym to wielkość około 1–1,1 mld ton. 95% transportu węgla w handlu międzynarodowym odbywa się drogą morską. W perspektywie do 2025 roku przewiduje się utrzymanie tego poziomu wymiany handlowej.

Ceny węgla w portach ARA (Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia) po osiągnięciu poziomów ekstremalnych w połowie roku 2022 (432 USD/tonę – za węgiel 6000 kcal/kg) zaczęły gwałtownie spadać. Do końca roku spadły o 42%. W roku 2023 trend był kontynuowany i ceny spadły do połowy lipca o 50%. Ceny w tym okresie kształtowały się na poziomie 95–100 USD/tonę. Trzeba przypomnieć, że ceny średnie w 2020 roku wyniosły tylko 50 USD/tonę. Od połowy czerwca do października ceny wzrosły o około 30%. W perspektywie roku 2025 oczekuje się utrzymania cen powyżej 100 USD/tonę.

Przyczyny tych zmian cen w 2023 r. to: duże zapasy węgla w wyniku łagodnej zimy, spadek cen gazu ziemnego, duża produkcja energii z odnawialnych źródeł energii. Obecny wzrost cen to wynik dużej niepewności wynikającej z obawy o stabilność cen gazu, pogody tej zimy i przebiegu wojny Rosji z Ukrainą.

International steam coal market – trends, forecasts

Keywords: coal prices, ARA price indices, price forecast

Abstract: In 2022, global coal production increased by 7.9% compared to the previous year. The share of coal in the consumption of primary energy carriers did not change and remained at the level of 27%. Globally, coal is the most important source of energy after crude oil. In OECD countries, the share of this raw material does not exceed 13%. China's coal production increased by about 10% in 2022 and reached 4.5 billion tons. Production in India also increased significantly by 12% and amounted to 950 million tonnes. Production increased similarly in Indonesia, the country that is the largest exporter of thermal coal. Noteworthy is the large increase in production in Mongolia by over 22% (i.e. 40 million tons). Most of the country's production is exported by truck to China. In 2023, production in China is expected to increase by 1–3% and in India by approximately 7–10%. India wants to achieve production of 1.2 billion tonnes in the next two years to become more independent from imports.

The world trade in thermal coal is approximately 1–1.1 billion tons. 95% of coal transport in international trade is carried out by sea. In the perspective of 2025, this level of trade is expected to be maintained.

Coal prices in the ARA ports (Amsterdam, Rotterdam and Antwerp), after reaching extreme levels in mid-2022

(USD 432/ton – for coal 6,000 kcal/kg), began to decline rapidly. By the end of the year they were down 42%. In 2023, the trend continued and prices dropped by 50% by mid-July. Prices in this period were USD 95–100/ton. It should be recalled that average prices in 2020 were only USD 50/ton. From mid-June to October, prices increased by approximately 30%. By 2025, prices are expected to remain above USD 100/ton.

The reasons for these price changes in 2023 are: large coal reserves as a result of a mild winter, a decline in natural gas prices, and large energy production from renewable energy sources. The current price increases are the result of great uncertainty resulting from concerns about the stability of gas prices, the weather this winter and the course of the war between Russia and Ukraine.

Beata KEPIŃSKA¹
Baldur PETURSSON²

Wsparcie rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce – niektóre efekty współpracy polsko-islandzkiej w ramach Projektu „KeyGeothermal” dofinansowanego przez MF EOG

Wprowadzenie

Ciepłownictwo należy do głównych dziedzin zagospodarowania energii geotermalnej. Jest tak zwłaszcza w Europie, gdzie w 2022 r. pracowało blisko 370 systemów c.o. z udziałem geotermii w ponad 25 krajach, a w realizacji było 300 kolejnych. Wiele krajów, w tym Polska, posiada potencjał do zastosowania geotermii w ciepłownictwie na większą niż obecnie skalę. Przyniesie to istotne korzyści ekologiczne, gospodarcze, społeczne oraz przyczyni się do łagodzenia zmian klimatycznych, wzrostu lokalnego bezpieczeństwa energetycznego i stabilizacji cen. Aby to osiągnąć, w ostatnich latach w Polsce uruchomiono rządowe programy finansowego wsparcia rozwoju wykorzystania geotermii w ciepłownictwie. Wprowadzane są także odpowiednie zapisy w krajowych politykach energetycznych i dokumentach strategicznych, pod koniec 2022 r. ogłoszono opracowany z inicjatywy Ministerstwa Klimatu i Środowiska *Wieloletni program rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce* (MKiŚ 2022). Jednocześnie niezbędne jest podejmowanie inicjatyw promocyjnych i edukacyjnych dla samorządów lokalnych, przedsiębiorstw, instytucji oraz innych podmiotów, które są i będą zaangażowane w rozwój ciepłownictwa geotermalnego. Pozwolą one na uzyskanie i pogłębienie specjalistycznej wiedzy, a także na niwelowanie istniejących luk w tym zakresie. Istotna jest również możliwość wymiany doświadczeń, poznania przykładów dobrych praktyk, nawiązywania współpracy krajowej i międzynarodowej. Cele te przyświecają Pro-

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0002-9899-450X; e-mail: kepinska@min-pan.krakow.pl

² National Energy Authority of Iceland, Grensasvegur 9, 108 Reykjavik, Iceland;
e-mail: baldur.petursson@os.is

jektowi „Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej” (KeyGeothermal), który jest jednym z trzech projektów predefiniowanych dofinansowanych z Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu” MF Europejskiego Obszaru Gospodarczego, 2014–2021 (keygeothermal.pl). Partnerami realizującymi projekt są Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE PAN) oraz Krajowa Agencja Energii Islandii (NEA). Projekt realizowany jest w latach 2020–2024.

Celem Projektu jest budowanie zdolności kluczowych interesariuszy w Polsce w obszarze energii geotermalnej poprzez powiększanie ich wiedzy, umiejętności w wykorzystywaniu jej zasobów, zwłaszcza dla potrzeb niskoemisyjnego ciepłownictwa. Projekt wspiera m.in. inwestycje realizowane dzięki publicznym programom finansowania. Jego adresatami są przedstawiciele administracji różnych szczebli, samorządów, operatorów istniejących oraz inwestorów planowanych ciepłowni geotermalnych, beneficjenci rządowych programów wsparcia geotermii, pracownicy pionu geologicznego, instytucji naukowo-badawczych, usługodawcy, konsultanci, inne podmioty z branży.

W rozdziale przedstawiono zakres programu warsztatów oraz wizyt studyjnych skierowanych do kluczowych interesariuszy w Polsce, których celem jest zapoznanie ich z dobrymi praktykami ciepłownictwa geotermalnego oraz z innymi wybranymi zastosowaniami geotermii w Islandii. W zakresie tematyki szkoleń są także zagadnienia związane z nowoczesnym zarządzaniem, rolą państwa, efektywnością energetyczną.

1. Projekt EOG „Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej” – główne elementy

1.1. Interesariusze

Do kluczowych interesariuszy Projektu zaliczają się przedstawiciele sektora publicznego i prywatnego, czyli administracja różnych szczebli, władze lokalne, operatorzy, inwestorzy istniejących, rozwijających się i planowanych ciepłowni i innych instalacji geotermalnych; beneficjenci programów rządowych wspierających identyfikację zasobów i wykorzystania energii geotermalnej w kraju, administracja geologiczna, jednostki naukowo-badawcze, usługodawcy, konsultanci, inne podmioty z branży geotermalnej.

1.2. Cele

Głównym celem Projektu jest budowanie wiedzy kluczowych interesariuszy w Polsce w zakresie optymalnego wykorzystania i zarządzania geotermią, szczególnie w zakresie niskoemisyjnego ciepłownictwa oraz łagodzenia zmian klimatycznych. Jest to możliwe dzięki profesjonalnej wiedzy i wieloletniemu doświadczeniu partnera islandzkiego w zakresie wykorzystania energii geotermalnej. Jednocześnie Projekt pozwoli na dzielenie się z zainteresowanymi stronami wybranymi informacjami, dobrymi praktykami na temat dotychczasowego

wykorzystania energii geotermalnej do niskoemisyjnego ogrzewania w Polsce, a także na wymianę doświadczeń i wiedzy pomiędzy ekspertami z Islandii i z Polski.

Projekt ma przyczynić się także do zwiększenia równości społecznej i ekonomicznej poprzez dostarczanie wiedzy o czystej, bezpiecznej energii, jaką jest geotermia. Oczekuje się, że poszerzenie wiedzy na temat zasobów geotermalnych zwiększy prawdopodobieństwo przyszłych inwestycji w Polsce w tej dziedzinie i przyczyni się do działań mających na celu redukcję emisji CO₂ oraz łagodzenie zmian klimatu (o których mówi m.in. raport UNU IPCC; <https://www.ipcc.ch/2021/08/>). Pozytcje te leżą także w linii z celami i zadaniami MF EOG.

1.3. Oczekiwane rezultaty

Rezultatem Projektu będzie wzrost świadomości na temat możliwości i korzyści związanych z wykorzystywaniem energii geotermalnej w niskoemisyjnym ciepłownictwie i innych zastosowaniach wśród kluczowych interesariuszy w Polsce. To z kolei powinno przełożyć się na poszerzenie wiedzy na temat cennych gospodarczo zasobów geotermalnych i zwiększy prawdopodobieństwo inwestycji w tym obszarze. Zwiększenie możliwości wykorzystania zasobów geotermalnych przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju, a także będzie miało pozytywny wpływ na jakość życia w Polsce.

2. Działania Projektu i dotychczasowa realizacja

Główne działania Projektu obejmują: działania szkoleniowe w Polsce; wizyty studyjne w Islandii; eksperckie wizyty studyjne w wybranych miejscowościach perspektywicznych dla rozwoju geotermii w Polsce; raport z Eksperckich wizyt studyjnych; informację i komunikację nt. działań Projektu.

2.1. Działania szkoleniowe w Polsce

Działania szkoleniowe, w tym warsztaty, należą do głównych obszarów Projektu. Zaangażowani w nie wykładowcy reprezentują instytucje partnerów Projektu, wiodące w sektorze geotermalnym zarówno w Islandii (NEA), jak i w Polsce (IGSMiE PAN), a także kilku ekspertów zewnętrznych o bogatym doświadczeniu w badaniach i praktyce geotermalnej.

Program działań szkoleniowych został opracowany na podstawie identyfikacji głównych luk wiedzy w grupie interesariuszy oraz tematów, które wymagają uzupełnienia. Identyfikacja ta była możliwa dzięki kontaktom z samorządami, inwestorami, administracją różnych szczebli, kadram przedsiębiorstw ciepłowniczych i innymi podmiotami. Wzięto pod uwagę także sugestie interesariuszy dotyczące tematów i doświadczeń praktycznych, które są mało znane, a istotne w kontekście rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce i realizacji projektów w tym obszarze. Wskazali oni także, jakich informacji oczekivaliby od specjalistów islandzkich i polskich. Na tej m.in. podstawie opracowano program dzia-

łań szkoleniowych w Polsce (warsztatów), który zawiera stosunkowo szerokie spektrum zagadnień rzucających światło na różne istotne tematy związane z ciepłownictwem geotermalnym, skupiając się na wybranych aspektach niezbędnych do prawidłowego przygotowania i realizacji projektów w Polsce. Program zawiera też tematykę dotyczącą rozwiązań i doświadczeń Islandii w zakresie geotermalnego ciepłownictwa oraz dotychczasowych doświadczeń polskich w tym zakresie. Opracowano materiały szkoleniowe, a także obszerny podręcznik dostosowany do potrzeb interesariuszy. Pomoże on w pogłębieniu i utrwaleniu wiedzy uzyskanej podczas szkoleń, będzie także pomocny w dalszej pracy i działaniach różnych interesariuszy zaangażowanych w projekty geotermalne, będzie przydatny dla studentów, innych podmiotów.

Na lata 2021–2023 zaplanowano trzy tury Warsztatów w Polsce dla grupy łącznie ok. 70 osób. Działania te opóźniły się jednak ze względu na pandemię, a pierwsza tura odbyła się rok później niż zaplanowano (trzy dni w maju 2022 r.). Na każdą rundę Warsztatów zgłaszało się dwukrotnie i więcej kandydatów, niż było przewidzianych miejsc (!). Uczestnikom przekazano materiały informacyjne oraz podręcznik w wersji elektronicznej na działania szkoleniowe w Polsce (ok. 300 stron). Wszyscy uczestnicy bardzo wysoko ocenili zarówno organizację jak i poziom merytoryczny szkolenia. Tak duże zainteresowanie, jak również opinie ankietowe potwierdziły zasadność organizacji i realizacji Projektu. Poniżej zaprezentowano kilka zdjęć ilustrujących działania szkoleniowe w Polsce w roku 2022 i 2023 (fot. 1–5).



Fot. 1. Uczestnicy Działań szkoleniowych w Polsce, maj 2022 (fot. M. Tyszer)

Photo 1. Participants of Training activities in Poland, May 2022 (photo M. Tyszer)

2.2. Wizyty studyjne na Islandii

Wizyty studyjne w wybranych instalacjach geotermalnych na Islandii obejmowały prezentację przykładów dobrych praktyk odpowiednich dla warunków geotermalnych Polski, ze szczególnym uwzględnieniem instalacji ciepłowniczych, a ponadto przykłady innych zastosowań geotermii odpowiednich dla polskich warunków. Ważnymi elementami wizyt były



Fot. 2. Uczestnicy Działania szkoleniowych w Polsce, kwiecień 2023 (fot. A. Kasztelewicz)

Photo 2. Participants of Training activities in Poland, April 2023 (photo A. Kasztelewicz)



Fot. 3-4. Wizyta techniczna w geotermalnych instalacjach ciepłowniczych Geotermia Mazowiecka SA w Mszczonowie (fot. A. Kasztelewicz)

Photo 3-4. Technical visit in Geotermia Mazowiecka SA geothermal heating installations in Mszczonów (photo A. Kasztelewicz)



Fot. 5. Wizyta techniczna w Suntago Park we Wręczy (fot. A. Kasztelewicz)

Photo 5. Technical visit in Suntago Park in Wręcza (photo A. Kasztelewicz)

też seminaria, warsztaty, spotkania sieciujące i indywidualne kontakty uczestników z Polską z zespołem partnerskim NEA, a także z wieloma islandzkimi operatorami i firmami zainteresowanymi współpracą. Program wizyt studyjnych był szeroki, obejmował różne instalacje i aspekty odpowiednie dla warunków polskich, tj.:

- Optymalne wykorzystanie energii geotermalnej w ciepłownictwie;
- Wykorzystanie energii geotermalnej w rolnictwie, akwakulturach, przetwórstwie rolno-spożywczym;
- Inne wybrane zastosowania geotermalne, w tym biotechnologia, odladzanie, rekreacja, balneoterapia (parametry zbiornikowe, metody eksploatacji, technologie, aspekty energetyczne, ekologiczne, ekonomiczne, społeczne);
- Prezentacje i spotkania z islandzkimi firmami wykorzystującymi energię geotermalną w swoich działaniach, produktach i usługach;
- Informacje dotyczące klastrów energii oraz parków zasobów geotermalnych.

Na lata 2021–2023 zaplanowano trzy rundy wizyt studyjnych na Islandii dla grupy ok. 50 osób. Jednak, podobnie jak w przypadku działań szkoleniowych w Polsce, ze względu na pandemię zostały one opóźnione i pierwsza runda odbyła się pod koniec września 2022 roku. Podobnie jak w przypadku Działań szkoleniowych w Polsce, osób chętnych było znacznie więcej, gdyż miejsc (łącznie ponad 160 osób). Organizatorzy przygotowali kompleksowy program (seminarium, warsztaty, mach-making, wizyty techniczne) oraz materiały informacyjne. Zapewnione było profesjonalne tłumaczenie symultaniczne podczas każdej z wizyt (więcej szczegółowych informacji na temat wizyty studyjnej w Islandii można znaleźć na stronie keygeothermal.pl). Poniżej zaprezentowano kilka zdjęć ilustrujących wizyty studyjne w Islandii w 2022 i 2023 r. (fot. 6–9).

3. Niektóre wyzwania, możliwości, innowacyjne rozwiązania dla ogrzewania geotermalnego w Islandii i w Polsce – podstawa doboru tematów i przykładów dobrych praktyk w Projekcie

Działania Projektu prowadzone są z uwzględnieniem rzeczywistych warunków, potrzeb, wyzwań i możliwości w sektorze ciepłownictwa geotermalnego w Islandii i w Polsce. Są one w centrum uwagi Projektu, stanowiąc podstawę wyboru tematów, poznawania sytuacji partnerów Projektu, wzajemnych dyskusji, wymiany doświadczeń i propozycji. Dla strony polskiej oznaczało to możliwość poznania sytuacji na dojrzałym rynku geotermalnym Islandii, a jednocześnie przekonania się, że wciąż stoją przed nią nowe wyzwania i nowe możliwości wprowadzania jeszcze lepszych i bardziej innowacyjnych rozwiązań.

Dla Islandczyków Polska jest przykładem kraju o nadal wschodzącym rynku geotermalnym, dając także wgląd w uwarunkowania rozwoju geotermii przy konkurencji innych źródeł energii. Co więcej – przy pilnej potrzebie zwiększenia wykorzystania lokalnych odnawialnych źródeł energii dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego i stabilizacji cen. Poznanie takiego rynku może pomóc partnerowi Projektu z Islandii w odpowiednim transferze wiedzy, doświadczeń i współpracy z takimi krajami i rynkami energii, jak w Polsce i innych krajach europejskich. Poniżej podsumowano niektóre wyzwania i możliwości.



Fot. 6–7. Uczestnicy wizyt studyjnych na Islandii w 2022 i 2023 r. (fot. A. Kasztelewicz)

Photo 6–7. Participants of Study visits in Iceland in 2022 and 2023 (photo A. Kasztelewicz)



Fot. 8–9. Wizyty w geotermalnych instalacjach ciepłowniczych na Islandii: { stacji pomp w Reykjavíku (po lewej), instalacji ORC (po prawej) (fot. B. Kępińska)

Photo 8–9. Visits in geothermal heating installations in Iceland: pumping station in Reykjavík (on the left) and ORC installation (on the right) (photo B. Kępińska)

3.1. Islandia

Na Islandii geotermia jest stosowana w ciepłownictwie od ponad 100 lat. Początkowo odbywało się to jedynie na małą skalę w okolicach stolicy, natomiast pod koniec lat trzydziestych ubiegłego wieku ciepłownictwo geotermalne stało się ważnym tematem podczas wyborów parlamentarnych. Kilkadziesiąt lat później, podczas światowego kryzysu naftowego,

Islandia wykonała istotny krok w kierunku uniezależnienia energetycznego kraju, udzielając szerokiego i specjalnego wsparcia finansowego na badania geotermalne, wiercenia i budowę systemów ogrzewania geotermalnego. Dzięki temu udział energii geotermalnej w ogrzewaniu gwałtownie wzrósł z 50 do 80% w ciągu około 13 lat. Dziś wynosi on 90%, podczas gdy ogrzewanie na olej opałowy wynosi zaledwie 0,1%.

Pomimo że ciepłownictwo geotermalne na Islandii odniosło sukces, a kraj ten znajduje się w czołówce światowej w tej dziedzinie, zawsze będą istniały zarówno wyzwania, jak i możliwości wdrożenia nowych rozwiązań. Na przykład: rosnące nakłady inwestycyjne na ciepłownictwo geotermalne, ceny towarów i energii, zużycie energii przez odbiorców, a także znalezienie nowych zasobów geotermalnych, które można bezpośrednio wykorzystać, należą do wyzwań. Jednocześnie ogromny postęp czyni technologia, oferując nowe rozwiązania pozwalające sprostać niektórym z tych wyzwań oraz nowe technologie geotermalnego ciepłownictwa. Informacje o niektórych z tych nowych rozwiązań zostały udostępnione polskim partnerom oraz interesariuszom Projektu.

3.2. Polska

Wśród wyzwań można wskazać na następujące kwestie:

- dostępność wsparcia publicznego dla rozwoju ciepłownictwa geotermalnego (prawnego, formalnego, finansowego) jako bardzo ważnego czynnika. W tym zakresie w ostatnich latach Polska wprowadziła istotne programy publiczne (dotacje, pożyczki). Jednakże w najbliższej przyszłości konieczne będzie wprowadzenie, wzorem innych krajów, funduszu ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych;
- szersze wykorzystanie technologii, materiałów, metod eksploatacji odpowiednich dla energii geotermalnej, organizacja nowoczesnego zaplecza technologicznego;
- wdrażanie efektywnych i innowacyjnych rozwiązań energetycznych, aktywizacja dostawców i odbiorców ciepła;
- niższe koszty zarówno inwestycyjne, jak i operacyjne;
- poprawa stanu specjalistycznej wiedzy i znajomości dobrych praktyk wśród kluczowych interesariuszy;
- pogłębianie współpracy międzynarodowej.

Powyższe jest zasygnalizowaniem spraw, z których część jest objęta zakresem Projektu KeyGeothermal. W latach 2022–2023 niektóre z nich rezonowały jeszcze mocniej niż w momencie rozpoczynania jego realizacji w październiku 2020 roku.

Wśród czynników sprzyjających szerszemu rozwojowi ciepłownictwa geotermalnego w Polsce należy wymienić:

- odpowiedni potencjał zasobów geotermalnych (zidentyfikowany w skali regionalnej, a czasami lokalnej);
- potrzeby ekologiczne, energetyczne;
- potrzebę zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego;
- istnienie zespołów naukowców i praktyków zajmujących się geotermią;

- istnienie firm wiertniczych i innych firm świadczących wiele usług, badań dla geotermii;
- możliwości współpracy międzynarodowej, wymiany wiedzy, transferu dobrych praktyk i *know-how*;
- stosunkowo wysoką akceptację społeczną dla geotermii;
- wiele miejscowości, które posiadają zarówno sieci ciepłownicze, jak i odpowiedni potencjał geotermalny (szacuje się, że w kraju istnieje co najmniej kilkadziesiąt systemów ciepłowniczych perspektywicznych pod względem wprowadzenia do nich energii geotermalnej);
- dostępne od kilku lat znaczące wsparcie państwa dla rozwoju energetyki geotermalnej.

W Polsce istnieje wiele możliwości współpracy systemów geotermalnych z systemami ciepłowniczymi. Mogą one być oparte wyłącznie na tym źródle, pracować jako systemy hybrydowe, zintegrowane z innymi OZE, ze źródłami szczytowymi, z pompami ciepła, przy wykorzystaniu energii odpadowej, z magazynowaniem ciepła itp. Niektóre z tych możliwości były również rozważane w Islandii w ostatnich latach. Istotne jest także zaangażowanie producentów i konsumentów ciepła oraz nieszablonowe rozwiązania wykraczające poza utarte ścieżki i przyzwyczajenia. To nie tylko możliwości, ale i konieczność, gdyż sytuacja w skali międzynarodowej i w wielu poszczególnych krajach w ostatnim czasie bardzo się zmieniła i zmienia pod wieloma względami. Maksymalne wykorzystanie własnych zasobów energii jest jednym ze sposobów zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego (nawet w skali lokalnej), ograniczenia dostaw zewnętrznych, przyczynienia się do łagodzenia zmian klimatycznych.

4. Innowacyjne zastosowania geotermii – przykłady z Islandii odpowiednie dla polskich warunków zasobowych i rynkowych

Geotermalne ciepłownictwo na Islandii ma długą historię, ale geotermia jako zasób była wykorzystywana na wiele sposobów już od czasu zasiedlenia tej wyspy. Wszechstronność możliwości stosowania energii geotermalnej jest znana od wieków, stale jest rozwijana i udoskonalana.

Uczestnikom działań szkoleniowych w Polsce i wizyt studyjnych na Islandii zaprezentowano wiele zastosowań, których wspólną cechą jest obecność energii geotermalnej przynajmniej w jakiejś części procesów. Wytwarzają one produkty o niewielkim śladzie węglowym (lub nawet pozbawione takowego, lub takie, które redukują emisję CO₂ do atmosfery). Na Islandii szybko rozwija się wielokrotne wykorzystanie zasobów w gospodarce o obiegu zamkniętym, w której produkty uboczne jednego przedsiębiorstwa są stosowane jako surowce lub zasoby przez inne przedsiębiorstwo. Kierunek taki zyskuje coraz większe znaczenie także w innych krajach, w tym w Polsce.

Podczas realizacji Projektu polskim uczestnikom zostały zaprezentowane m.in. następujące zastosowania geotermii: wykorzystanie wody geotermalnej do oczyszczania tworzyw sztucznych pochodzących z recyklingu; pionowe uprawy szklarniowe; odzyskiwanie soli z wody morskiej przy wykorzystaniu ciepła wody geotermalnej; park geotermalny; wychwytywanie CO₂ oraz trwałe składowanie podziemne; wytwarzanie różnorodnych produktów

z odzyskanej krzemionki; hodowla mikroalg; park zasobów; wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem małych ujęć wód geotermalnych. Zastosowania takie mają szansę rozwoju w niektórych przypadkach także w Polsce.

5. Geotermia w polityce energetycznej Islandii, wartość gospodarcza i klimatyczna zasobów geotermalnych. Parki i klastry zasobów geotermalnych

W 2020 r. rząd islandzki sformułował nową politykę energetyczną, która została opracowana we współpracy ponadpartyjnej oraz w porozumieniu ze społeczeństwem i zainteresowanymi stronami. Dokument stanowi propozycję długoterminowej Polityki Energetycznej Islandii do roku 2050. Jej podstawą jest pięć filarów: bezpieczeństwo energetyczne; transformacja energetyczna; efektywność energetyczna i ekonomia; społeczeństwo/gospodarka; środowisko.

Władze Islandii od samego początku prowadziły politykę w zakresie poszukiwania zasobów geotermalnych, a także badań nad różnymi sposobami ich wykorzystywania. Działania takie rozpoczęły się w latach czterdziestych XX wieku w Państwowym Urzędzie ds. Energii, a od chwili jego utworzenia w 1967 r. pozostają w rękach jego następcy – Orkustofnun (Krajowej Agencji ds. Energii). Celem było zdobycie ogólnej wiedzy na temat zasobów geotermalnych, aby ich wykorzystanie było opłacalne dla gospodarki narodowej.

Korzyści ekonomiczne wynikające ze stosowania energii geotermalnej dobrze uwidaczniają się, kiedy całkowity koszt ciepłej wody wykorzystywanej do ogrzewania pomieszczeń zostanie porównany z kosztami odbiorcy w przypadku używania ropy naftowej do ogrzewania: korzyści gospodarcze ciepłownictwa geotermalnego na Islandii wynoszą zatem średnio około 2,4% PKB każdego roku, czyli około 77 mld ISK (kron islandzkich), tj. 530 mln EURO rocznie, czyli około 1 mln ISK (7000 EURO) na każdy 4-osobowy budynek mieszkalny. Dla porównania można podać, że średnie wydatki na cele wojskowe w kraju wynoszą średnio około 2% PKB, zatem bezpośrednie korzyści ekonomiczne wynikające ze stosowania ciepłownictwa geotermalnego w Islandii są znaczne. Wykorzystanie energii geotermalnej do ogrzewania pomieszczeń i wytwarzania energii elektrycznej zamiast paliw kopalnych (ropy naftowej) w ogromnym stopniu przyczyniło się do łagodzenia zmian klimatu. Korzyści wynikają z bardzo niskiej emisji CO₂ z ogrzewania geotermalnego w porównaniu ze spalaniem paliw kopalnych.

Formułując politykę i zalecenia dla sektora geotermalnego, można wykorzystać model ośmiu czynników konkurencyjności geotermalnej, wyzwań i możliwości, aby podkreślić kluczowe elementy dla zainteresowanych krajów. Sukces sektora geotermalnego w poszczególnych krajach nie opiera się tylko na zasobach geotermalnych, ale także na tych czynnikach wpływających na konkurencyjność.

Interesującym sposobem rozwoju innowacji w sektorze energii i geotermii są w przypadku Islandii klastry i parki energii, które działają w kilku miejscach w obszarach, gdzie występują zasoby geotermalne i inne odnawialne źródła energii. Jeden z takich parków funkcjonuje na półwyspie Reykjanes jako Resource Park (Park Zasobów Reykjanes). W jego skład

wchodzą firmy zajmujące się produkcją wodoru, akwakulturami, uprawami szklarniowymi, biotechnologiami, sektorem balneoterapii, lecznictwa, spa. Firmy te przekształcają zasoby pochodzące z działalności HS Orka (elektrociepłowni geotermalnej) w różne produkty. Zarówno podejście do geotermii w polityce energetycznej Islandii, jak i idea, sposób organizacji oraz funkcjonowania klastrow i parków zasobów geotermalnych na Islandii mogą być pod wieloma względami ciekawymi inspiracjami i wzorami do naśladowania dla polskich interesariuszy Projektu.

6. Rola współpracy polsko-islandzkiej oraz Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego we wspieraniu rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce

Współpraca islandzko-polska wniosła istotny wkład w działania na rzecz rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. Została ona zapoczątkowana uczestnictwem czternastu stypendystów z Polski w specjalistycznych studiach podyplomowych Programu Szkolenia Geotermalnego ONZ na Islandii w latach 1991–2003 (prowadzonych przez Krajowy Urząd ds. Energii Islandii z siedzibą w Reykjavíku). Studia były w większości finansowane przez rząd islandzki. W kolejnych latach kilkunastu polskich studentów uczestniczyło w rocznych studiach z zakresu OZE w Akureyri (finansowanych przez UE i Islandię). Znacząca grupa absolwentów tych szkoleń należy do czołowych naukowców i praktyków zajmujących się geotermią w Polsce.

Następnie, dzięki kilkuletnim staraniom osób z branży oraz ministerstw obu krajów, do finansowania Mechanizmu Finansowego i Norweskiego Mechanizmu Finansowego EOG wprowadzono energię geotermalną. Pierwsze trzy projekty predefiniowane były realizowane w latach 2016–2017 przez zespoły z Islandii i Polski, przy udziale zespołów z Norwegii i Europejskiej Rady Energii Geotermalnej (www.eeagrants.agh.edu.pl; www.pgi.gov.pl/geothermal4pl). Pomyślne rezultaty tych projektów, dobra współpraca i jej obiecujące perspektywy otworzyły drogę do włączenia geotermii do programów dwustronnych i regionalnych III edycji MF i NMF EOG 2014–2021. Jednym z kilku obecnie realizowanych (od 2020 r.) jest projekt KeyGeothermal. Ma status projektu predefiniowanego, uzgodnionego pomiędzy stronami na etapie negocjacji Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”. Jego celem, jak już wspomniano, jest budowanie wiedzy kluczowych interesariuszy w obszarze energetyki geotermalnej w Polsce. Projekt tworzy jeden z ważnych elementów wspierających działania rządu mające na celu zwiększenie wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie w Polsce (w tym finansowanie inwestycji poprzez dotacje, pożyczki). Specjaliści z obu krajów oczekują możliwości dalszych wspólnych projektów, tym bardziej, że energetyka geotermalna powinna być jednym z głównych obszarów współpracy Polski i Islandii w ramach Mechanizmu Finansowego EOG i Norweskiego Mechanizmu Finansowego, NMF.

Jak wspomniano, Projekt KeyGeothermal był realizowany w ramach III edycji MF EOG 2014–2021 Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”. Jego cele, działania i oczekiwane rezultaty są zgodne z celami tych Funduszy (<https://www.gov.pl/web/climate/programme-environment-energy-and-climate-change>). Partnerzy Projektu dołożyli wszelkich

starań, aby pomimo pandemii i innych trudności, zrealizować zaplanowane szkolenia, wizyty studyjne i inne działania.

Fundusze Norweskie (Fundusze Norweskie i EOG) są finansowane przez Islandię, Liechtenstein i Norwegię. Uzupełnieniem wsparcia są budżety krajowe. Celem Funduszy jest zmniejszanie dysproporcji społecznych i gospodarczych w Europie oraz wzmocnienie dwustronnych relacji pomiędzy trzema krajami-darczyńcami i 15 krajami europejskimi otrzymującymi środki, przy czym Polska jest największym beneficjentem. Fundusze wspierają różnorodne tematy, począwszy od rozwoju biznesu i innowacji po prawa człowieka, kulturę i zmiany klimatyczne (<https://eeagrants.org/news/eea-and-norway-grants-2014-2021-working-together-ekologiczna-konkurencyjna-i-wlaczajaca-Europa>).

„Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu” to jeden z kilku programów, w ramach których realizowane są projekty służące osiągnięciu celów wymienionych Funduszy. Ma na celu łagodzenie i zmniejszanie podatności na zmiany klimatyczne. Tematyka, cele i działania prezentowanego Projektu KeyGeothermal w pełni wpisują się w realizację celów tego Programu.

Program wspiera działania mające na celu poprawę jakości powietrza (w tym rozwój lokalnych systemów ciepłowniczych i kogeneracyjnych); termomodernizacje szkół; zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych – w tym energii geotermalnej i energii z małych elektrowni wodnych; przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, poprawę stanu środowiska naturalnego i ochronę przyrody (www.gov.pl/web/climate/programme-environment-energy-and-climate-change).

Oczekiwane rezultaty tego Programu są następujące: adaptacja i łagodzenie zmian klimatycznych na obszarach miejskich; środowisko i ekosystemy; poprawa efektywności energetycznej; zwiększona produkcja energii ze źródeł odnawialnych. W przypadku „Wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych” oczekiwanymi rezultatami są: Zwiększenie potencjału energii geotermalnej; Zwiększono potencjał energetyczny elektrowni wodnych.

Oprócz projektów z otwartych konkursów w ramach Programu wspierane są trzy projekty predefiniowane: projekt dotyczący obszarów związanych z mapowaniem usług systemowych; projekt dotyczący usprawnienia oceny przenikania zanieczyszczeń do powietrza; Projekt „Budowanie potencjału kluczowych interesariuszy w obszarze energii geotermalnej” – realizowany przez zespoły z Islandii i Polski, który jest prezentowany w niniejszym rozdziale.

Podsumowanie

Działania szkoleniowe są kluczowym elementem pomyślnego rozwoju zastosowań energii geotermalnej na całym świecie, w tym także w Polsce. Omówiony Projekt KeyGeothermal wpisuje się w te działania. Projekt jest szczególnie istotny teraz, kiedy w ostatnich latach w Polsce uruchomiono kilka programów finansowania publicznego wspierających wykorzystanie geotermii do niskoemisyjnego ciepłownictwa.

Projekt wpisuje się także w działania podejmowane na rzecz łagodzenia zmian klimatycznych. Przykład Islandii pokazuje znaczenie energii geotermalnej w tym zakresie, gdyż dzięki niej kraj znacząco ograniczył emisję gazów cieplarnianych, będąc jednocześnie jednym z filarów rozwoju gospodarczego, wysokiej jakości życia i zdrowia społeczeństwa. Polskie

doświadczenia w zakresie ogrzewania geotermalnego zostaną również rozpowszechnione wśród interesariuszy Projektu i partnerów islandzkich. Warto także zaznaczyć, że energetyka geotermalna powinna być jednym z głównych obszarów współpracy polsko-islandzkiej.

Literatura

[Online] www.gov.pl/web/climate/program-environment-energy-and-climate-change [Dostęp: 18.11.2023].

[Online] www.eagrants.agh.edu.pl [Dostęp: 18.11.2023].

[Online] www.ipcc.ch/2021/08 [Dostęp: 18.11.2023].

[Online] www.keygeothermal.pl [Dostęp: 18.11.2023].

[Online] www.pgi.gov.pl/geothermal4pl [Dostęp: 18.11.2023].

Wieloletni program rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce (MKiŚ, 2022). [Online] <https://ecagrants.org/news/eea-and-norway-grants-2014-2021-working-together-green-competitive-and-inclusive-europe> [Dostęp: 12.09.2023].



W publikacji przedstawiono Projekt „Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej” współfinansowany przez Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014–2021 w ramach Programu Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu, Obszar Programowy Energia. Umowa projektowa nr 2023/2020/Wn10/OA-XN-12-pp/D.

Wsparcie rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce – niektóre efekty współpracy polsko-islandzkiej w ramach Projektu „KeyGeothermal” dofinansowanego przez MF EOG

Słowa kluczowe: energia geotermalna, ciepłownictwo, granty MF EOG, szkolenia, KeyGeothermal, współpraca, Islandia, Polska

Streszczenie: W ostatnich kilku latach w Polsce rozpoczął się szerszy rozwój projektów ukierunkowanych na zagospodarowanie energii geotermalnej, zwłaszcza w ciepłownictwie. W latach 2019–2023 znaczna liczba projektów w tym obszarze znajdowała się na różnych etapach realizacji dzięki wsparciu publicznemu. Oczekuje się, że niskoemisyjne ogrzewanie geotermalne lokalnie zastąpi paliwa kopalne, przyczyni się do łagodzenia zmian klimatycznych i zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Do kluczowych czynników powodzenia realizacji tych projektów należy m.in. budowanie odpowiedniego poziomu wiedzy i świadomości wśród kluczowych zaangażowanych interesariuszy, a także transfer najlepszych praktyk. Ważną rolę w tym zakresie ma Projekt „Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej” (KeyGeothermal). Jest to projekt predefiniowany w ramach Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu” Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego (MF EOG) 2014–2021 w Polsce. Jest on realizowany we współpracy zespołów z Polski oraz Islandii – kraju będącego liderem rozwoju geotermii na świecie, posiadającego duże doświadczenie także w działalności szkoleniowej. Partnerami projektu są Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN oraz Krajowa Agencja Energii Islandii. Projekt rozpoczął się w październiku 2020 r., a zakończy w kwietniu 2024 r.

Projekt ma na celu budowanie i pogłębianie wiedzy oraz wymianę najlepszych praktyk wśród kluczowych interesariuszy w Polsce, dotyczące optymalnego wykorzystania i zarządzania energią geotermalną w niskoemisyjnym

ciepłownictwie. Grupę docelową Projektu stanowią samorządy, operatorzy ciepłowni, inwestorzy, beneficjenci programów wsparcia, administracja geologiczna, usługodawcy, konsultanci i inni gracze geotermalni. W rozdziale przedstawiono zakres działań szkoleniowych, wizyt studyjnych w celu poznania dobrych praktyk, a także inne działania adresowane do kluczowych interesariuszy z sektora geotermii w Polsce, oczekiwane rezultaty, rolę współpracy polsko-islandzkiej oraz Mechanizmu Finansowego EOG we wspieraniu rozwoju wykozystania energii geotermalnej w krajach, które posiadają odpowiednie zasoby, takie jak Polska.

The support of geothermal heating development in Poland – some results of Polish–Icelandic cooperation within the "KeyGeothermal" Project co-funded by the EEA FM

Keywords: geothermal energy, heating, the EEA FM grants, training activities, KeyGeothermal, cooperation, Iceland, Poland

Abstract: In the last few years Poland has started a wider development of geothermal applications, especially for district heating. In 2019–2022 significant number of projects in that area were at various stages of implementation thanks to public support. It is expected that low-emission geothermal heating will locally replace fossil fuels, contribute to mitigate climate change, and increase local energy security. The key factors for successful realization of those projects include, among others, building an appropriate level of knowledge and awareness in the group of key stakeholders involved, as well as transfer of best practices.

The Project "Capacity building of the key stakeholders in the area of geothermal energy" (KeyGeothermal) plays an important role in this respect. It belongs to some predefined projects within the „Environment, Energy and Climate Change" Program, the European Economic Area Financial Mechanism (EEA FM) 2014–2021, in Poland. It has been carried out in cooperation of teams from Poland and Iceland – the latter being a country leading geothermal development worldwide, with extensive experience in training activities. The Project partners are the Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences and the National Energy Authority of Iceland. Cooperation started in October 2020 and will be completed in April 2024.

The Project aims to build and upgrade the knowledge and share best practices among key stakeholders in Poland related to the optimal use and management of geothermal energy in low-emission heating. The target group includes local governments, DH operators, investors, beneficiaries of support programs, geological administration, service providers, consultants and other geothermal players.

The chapter presents the scope of the training program, study visits to learn good practices, other activities addressing the key geothermal stakeholders in Poland, expected results, the role of the Polish–Icelandic cooperation and the EEA FM in supporting geothermal uses in the countries which have proper resources, like Poland.

Jacek ROMAN¹

Koncepcja wykorzystania magazynu gazu w celu poprawy współpracy pomiędzy OZE a układem zgazowarka–silnik gazowy

Wprowadzenie

W ostatnich latach w systemie elektroenergetycznym dochodzi do dywersyfikacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej zarówno pod względem typu nośnika energii pierwotnej (elektrownie gazowe, odnawialne (OZE), a w przyszłości jądrowe) oraz mocy. Do dużych elektrowni systemowych dochodzą elektrownie mniejszej mocy, pracujące jako generacja rozproszona. Są to często elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii. Rozwój tych źródeł jest spowodowany przez wiele czynników, wśród których należy wymienić: konieczność dekarbonizacji energetyki, liberalizację i demonopolizację energetyki, rozwój nowych źródeł energii oraz chęć zwiększenia niezawodności zasilania odbiorców (Paska 2017). OZE są źródłami niestabilnymi. Generacja energii elektrycznej w nich jest silnie zależna od warunków pogodowych. Jest ona zmienna zarówno sezonowo, jak i w ciągu doby. Ze względu na kumulację produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całym kraju, do 2 lipca 2023 roku generacja w źródłach fotowoltaicznych (PV) została ograniczona trzykrotnie („Czy wyłączyli Ci fotowoltaikę?” 2023). Powstaje konieczność uzupełniania OZE o sterowalne źródła konwencjonalne oraz o magazyny energii, które pozwalają na ograniczenie ewentualnych strat związanych z wyłączeniem instalacji. Bilansowanie energii może odbywać się na skalę systemową lub lokalnie, przy wykorzystaniu układów hybrydowych, czyli układów wytwarzających energię elektryczną o różnych nośnikach energii pierwotnej, które mogą zawierać dodatkowo magazyny energii (Paska 2017).

¹ Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań;
ORCID iD: 0000-0003-3816-0088; e-mail: jacek.roman@put.poznan.pl

Najbardziej rozpowszechnionymi formami hybrydowych systemów wytórczych (HSW) są układy OZE wykorzystujące magazyny energii elektrycznej takie jak baterie akumulatorów lub układy elektrolizer-ogniwo paliwowe. Układy takie pozwalają na zwiększone wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych. Zasilanie odbiorcy off-grid przy wykorzystaniu takiego układu byłoby utrudnione, ze względu na konieczność znacznego przewymiarowania wszystkich źródeł. Układy, które służą do zasilania takiego odbiorcy, mogą wykorzystywać generatory Diesla, ale również silniki zasilane syngazem ze zgazowania biomasy (Aslam i in. 2021). W układach wykorzystujących zgazowanie biomasy możliwe do zastosowania są magazyny wytwarzanego gazu, który może zostać wykorzystany jako forma magazynowania energii. Jednakże są one stosunkowo rzadko analizowane w literaturze (Roman i in. 2023). W niniejszym rozdziale za cel postawiono przeanalizowanie układu wykorzystującego zgazowanie biomasy, silnik tłokowy oraz magazyn syngazu do równoważenia niestabilnej generacji ze źródeł odnawialnych. W tym celu wykonany został przegląd literatury oraz przeprowadzone zostały badania modelowe.

1. Proces zgazowania

Zgazowanie jest to cykl przemian chemicznych (endo- i egzotermicznych), którego produktem końcowym jest palny gaz syntezowy (ale również smoły czy żużel) składający się w większości z CO, H₂, CO₂, CH₄ oraz N₂ i zanieczyszczeń. Przemiany realizowane są przy ilości powietrza mniejszej niż niezbędna do przeprowadzenia reakcji spalania całkowitego i zupełnego. Najczęściej stosowanym utleniaczem jest powietrze. Wytwarzany syngaz jest gazem niskokalorycznym (Skorek i Kalina 2005). Zgazowanie przebiega w reaktorach, wśród których można wyróżnić reaktory: ze złożem stałym (współprądowe i przeciwprądowe), ze złożem fluidalnym, strumieniowe. Reaktory współprądowe stosuje się w układach o mocach do 10 MW_e, a produkowany w nich gaz jest stosunkowo dobrej jakości. Charakteryzują się mniejszą zawartością smół niż reaktory przeciwprądowe oraz fluidalne. Dzięki temu możliwe jest wykorzystanie reaktorów współprądowych w małych układach z silnikami tłokowymi. Gazogenerator ten wymaga jednakże stałości składu wsadu (Chmielniak 2021).

Proces zgazowania skutkuje uzyskaniem gazu palnego, który może być wykorzystany w instalacjach zawierających wysokosprawne i elastyczne źródła takie jak silniki tłokowe lub turbiny gazowe. Gaz ten może być również spalany w kotłach (Chmielniak 2021). Ponadto istnieje możliwość oczyszczenia gazu syntezowego jeszcze przed poddaniem go procesowi spalania, co zwiększa benefity środowiskowe takiego rozwiązania, w szczególności przy wykorzystaniu jako paliwa odpadów (Primus i Rosik-Dulewska 2017).

W przypadku współpracy instalacji zgazowania z OZE istotnymi aspektami są: zmiana parametrów pracy wraz ze zmieniającym się obciążeniem oraz zakres możliwych zmian obciążenia. W przypadku reaktorów współprądowych zakres regulacji wynosi od około 20 do około 125% obciążenia znamionowego. Jednakże, reaktor obciążony jest znacząco inercją, zatem aby dostosować się do zmiany obciążenia wymagany jest czas (Soares i Oliveira 2020). Ponadto wraz ze zmieniającym się obciążeniem zmienia się temperatura panująca wewnątrz reaktora oraz, co ważniejsze, wraz z oddalaniem się od obciążenia znamionowego maleje

zarówno sprawność procesu, jak i wartość opała syngazu (Soares i Oliveira 2020). Czas rozruchu zgazowarki jest rzędu dziesiątek minut, co potwierdzają zarówno dane producentów (All Power Labs 2020), jak i badania eksperymentalne (Mazhko i in. 2021). W trakcie rozruchu nie jest możliwe zasilanie silnika gazem ze względu na zbyt duże zanieczyszczenie smołami (Mazhko i in. 2021).

2. Magazyny gazu syntezowego w układach zgazowania

W literaturze, ze względu na brak komercyjnie dostępnych magazynów dedykowanych gazom pochodzącym z procesu zgazowania, do analizy możliwości magazynowania przyjmuje się zwykle powszechnie stosowane rozwiązania dla gazu ziemnego lub wodoru. Z tego powodu wśród proponowanych rozwiązań należy wymienić: magazynowanie ciśnieniowe (zarówno nadziemne w wysokociśnieniowych *bullet tanks* (nawet do kilkuset barów) lub cylindrycznych niskociśnieniowych magazynach (ciśnienia rzędu kilkunastu bar), jak i podziemne), zbiorniki gazu o bardzo niskich ciśnieniach (do 0,1 bara), magazynowanie kriogeniczne lub w gazociągach (Apt i in. 2008). Najprostszymi rozwiązaniami, wymagającymi jedynie sprężarki oraz magazynu, są magazyny ciśnieniowe (Stolecka i Rusin 2019). Ponadto, są to rozwiązania najtańsze. Magazynowanie w kawernach solnych lub wyczerpanych złożach surowców wymaga dostępu do takich formacji. Ze względu na warunki w nich panujące może dojść do zanieczyszczenia syngazu. Takie rozwiązania są opłacalne w przypadku magazynowania dużych objętości w długim czasie. Podobnym rozwiązaniem jest magazynowanie gazu w rurociągach. Wymaga ono dostępu do instalacji o długościach dziesiątek lub setek kilometrów, ale pozwala na zmagazynowanie dużych objętości gazu. Magazynowanie kriogeniczne wymaga natomiast znacznych nakładów finansowych. Dodatkowo, w przypadku magazynowania niejednorodnego gazu, jaki powstaje w reaktorach zgazowania, istnieją problemy techniczne związane z różnymi temperaturami i ciśnieniami procesu skraplania poszczególnych gazów (Apt i in. 2008).

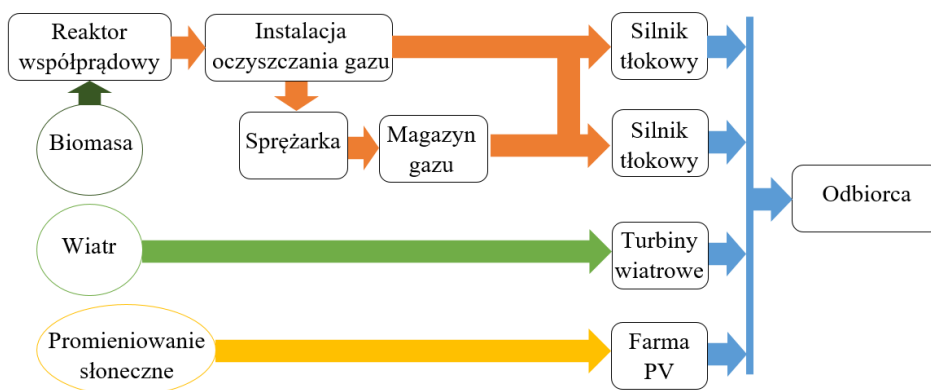
Wykorzystanie magazynów syngazu w układach zgazowania może mieć wiele zalet. W literaturze często wspomina się zwiększoną niezawodność i dostępność mocy takich układów (Stolecka i Rusin 2019). Możliwe jest wykorzystanie zmagazynowanego gazu do podtrzymania generacji energii elektrycznej w trakcie planowych przestojów reaktora (Pedrazzi i in. 2016) lub do pokrywania szczytów zapotrzebowania przy utrzymaniu stałego obciążenia generatora gazu (Apt i in. 2008). W efekcie możliwe jest utrzymanie stałej temperatury wewnątrz reaktora, a przez to zwiększenie sprawności procesu i ostatecznie zmniejszenie kosztów paliwa (Zhang i in. 2021). Korzyści finansowe łączone są również z większą elastycznością takiego rozwiązania i możliwością wykorzystania gazu, produkowanego w okresach niskich cen energii elektrycznej, w okresach kiedy te ceny są wysokie (Yang i in. 2020). Nieliczne prace wskazują również na możliwość połączenia układu z magazynem gazu ze źródłami odnawialnymi w celu uzupełniania generacji w OZE (Perez-Navarro i in. 2010).

Pomimo wielu potencjalnych zalet, magazynowanie syngazu obarczone jest różnymi zagrożeniami. Instalacje takie nie są powszechnie stosowane, co utrudnia ich projektowanie i eksploatację. Nie jest możliwe również dokładne przewidzenie ostatecznych kosztów takich

magazynów (Apt i in. 2008). Syngaz charakteryzuje się niskimi gęstością i wartością opałową, co powoduje konieczność magazynowania bardzo dużych objętości gazu, a w efekcie konieczność sprężania gazu do wysokich ciśnień i utrudnioną eksploatację układu (Fiore i in. 2020). Duża zawartość wodoru w gazie syntezowym powoduje możliwość zwiększenia kruchości metalu oraz jego korozyjność (przy pojawieniu się wodoru atomowego) (Apt i in. 2008). Ponadto, ewentualne nieszczelności lub uszkodzenia magazynu mogą skończyć się pożarem lub nawet wybuchem w razie osiągnięcia odpowiedniej mieszanki z powietrzem (Stolecka i Rusin 2019).

3. Metodologia analizy

W badaniu zamodelowano dwie wersje HSW: 1) bez magazynu gazu oraz 2) z magazynem gazu. Układy zawierały źródła odnawialne (PV oraz turbinę wiatrową (TW)) oraz instalację zgazowania biomasy (reaktor współprądowy wraz z dwoma silnikami tłokowymi). Dwa silniki zostały wykorzystane, aby w jak największym stopniu pokryć cały przedział zapotrzebowania na moc odbiorcy. Przyjęto, że minimum techniczne silnika wynosi 25% obciążenia znamionowego, więc moce nominalne silników stanowią odpowiednio 80 i 20% maksymalnego zapotrzebowania. Schemat układu z magazynem zaprezentowano na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat układu z magazynem gazu

Fig. 1. Diagram of the system with a gas storage

Zgazowarka zamodelowana została w programie Epsilon Professional na podstawie charakterystyk pochodzących z badań eksperymentalnych (Soares i Oliveira 2020). Charakterystyki silników tłokowych zamodelowane zostały na podstawie charakterystyk silnika CG 132B-12, które przeliczono, tak aby odpowiadały parametrom silników pracujących na niskokalorycznym syngazie (Bhaduri i in. 2017). Panele PV zamodelowane zostały na podstawie paneli Solarfam 200 W, turbiny wiatrowe na podstawie turbiny Aeolos H 100KW.

W obu wariantach silniki tłokowe wykorzystywane były do pokrycia różnicy pomiędzy zapotrzebowaniem a generacją w TW i PV. W przypadku układu bez magazynu, instalacja zgazowania załączana była wraz z sygnałem, że zapotrzebowanie przekracza generację. Ze względu na konieczność jej rozruchu przez 20 minut nie była generowana energia elektryczna w silnikach. W przypadku układu z magazynem paliwo pobierane było z magazynu, a jeśli nie było takiej możliwości – realizowane było to jak w układzie bez magazynu. Gaz był pobierany z magazynu również przy pracy silników z wyłączoną zgazówką oraz do pokrycia zapotrzebowania przez mniejszy silnik. Do magazynu przekazywany był gaz przy niskim obciążeniu zgazówki oraz gdy jego wypełnienie spadało poniżej 30%.

Analizę przeprowadzono w trzech kierunkach:

- średniej rocznej sprawności układu zgazowanie-silniki gazowe (wzór 1),
- niezawodności HSW – w tym celu obliczono wskaźnik *LOLP* (wzór 2),
- liczby rozruchów instalacji zgazowania *n*.

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{sil,i} - P_{np,i}) \cdot 600}{\sum_{i=1}^n (B_i \cdot 600) \cdot Q_{w,bio} - \frac{F_k \cdot Q_{w,mag,k} - F_p \cdot Q_{w,mag,p}}{\eta_{zgaz, \acute{s}r}}} \quad (1)$$

$$LOLP = 100\% \frac{\sum_{i=1}^n P_{np,i}}{\sum_{i=1}^n P_d} \quad (2)$$

gdzie:

- η – sprawność średnioroczna układu zgazowanie-silniki gazowe [-],
- P_{sil} – moc którą muszą pokryć silniki [kW],
- P_{np} – moc niepokryta [kW],
- B_i – zużycie biomasy [kg/s],
- $Q_{w,bio}$ – wartość opałowa biomasy [kJ/kg],
- F_k – wypełnienie magazynu końcowe [m³],
- $Q_{w,mag,k}$ – wartość opałowa gazu w magazynie końcowa [kJ/m³],
- F_p – wypełnienie magazynu początkowe [m³],
- $Q_{w,mag,p}$ – wartość opałowa gazu w magazynie początkowa [kJ/m³],
- $\eta_{zgaz, \acute{s}r}$ – średnioroczna sprawność zgazowania [-],
- P_d – zapotrzebowanie na moc [kW],
- LOLP* – Loss of Load Probability [-],
- n* – liczba okresów pomiarowych w danym roku [-].

4. Wyniki

Na podstawie wzorów zamieszczonych w części 4 obliczono parametry układów z magazynem (ZM) oraz bez niego (BM). Wyniki zamieszczono w tabeli 1.

TABELA 1. Wyniki obliczeń

TABLE 1. Results

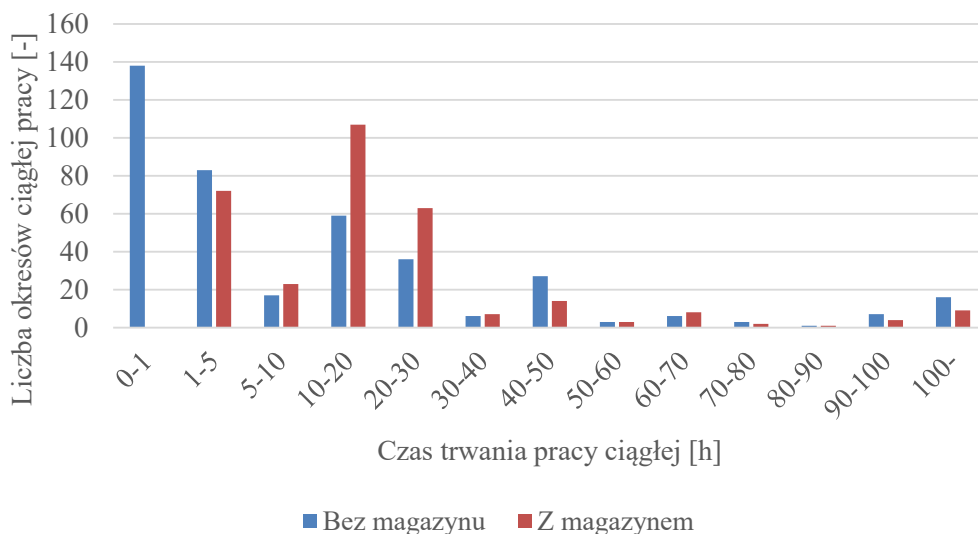
Rok	Sprawność [%]		Zmiana [%]	LOLP [%]		Zmiana [%]	Liczba rozruchów		Zmiana [%]
	BM	ZM		BM	ZM		BM	ZM	
2013	24.26	24.30	0.155	1.082	0.665	-38.58	319	250	-21.63
2014	24.21	24.26	0.200	1.197	0.645	-46.10	358	268	-25.14
2015	24.14	24.21	0.294	1.271	0.678	-46.62	405	299	-26.17
2017	24.14	24.21	0.283	1.253	0.686	-45.20	407	309	-24.08
2018	24.08	24.19	0.457	1.164	0.582	-50.01	429	305	-28.90
2019	24.07	24.18	0.468	1.147	0.656	-42.78	402	313	-22.14
Średnia	24.15	24.23	0.310	1.19	0.65	-44.88	389	291	-24.68

Układ zawierający magazyn charakteryzuje się lepszymi wskaźnikami w każdej kategorii. Sprawność jest wyższa w układzie z magazynem. Jest to efekt wyższej sprawności reaktora zgazowania (dzięki częstszej pracy w górnych granicach obciążenia). Dodatkowo rzadsza jest praca zgazowarki przy zapotrzebowaniu na gaz mniejszym niż jej minimum techniczne.

Sprawność średnioroczna jest wyższa średnio jedynie o 0,31% w przypadku układu wykorzystującego magazyn. Wynika to z faktu, że w takim układzie, dodatkowa energia jest pochłaniana przez sprężarkę. Energia ta jest w obliczeniach traktowana jako potrzeby własne przez co obniżona jest sprawność.

Średnio o 45% niższy jest wskaźnik LOLP, co oznacza wyższą niezawodność takiego układu. Ze względu na fakt, że są to badania na modelu, w obliczeniach niezawodności nie uwzględniono awarii, a jedynie dostępność gazu do produkcji energii elektrycznej. W układzie bez magazynu nie ma możliwości zasilenia generatorów od razu po wystąpieniu niedoboru energii, gdyż niezbędny jest rozruch instalacji zgazowania. W układzie z magazynem jest to ograniczone dzięki wykorzystaniu zmagazynowanego paliwa w okresach rozruchu reaktora. Jednakże, w takim układzie, ze względu na zmniejszoną moc znamionową zgazowarki, mogą wystąpić niedobory generacji energii elektrycznej związane ze zbyt niskim poziomem wypełnienia magazynu.

Na rysunku 2 przedstawiono porównanie okresów pracy ciągłej zgazowarki. Widoczne jest, że całkowita liczba rozruchów spadła wraz z zastosowaniem magazynu (w całym analizowanym okresie o około 25%). W szczególności nastąpił spadek pracy zgazowarki w okresach pracy poniżej godziny, natomiast zwiększył się w okresach pomiędzy 10 a 30 godzin. Jest to korzystne ze względu na fakt, że rozruchy związane są najczęściej z koniecznością doprowadzenia dodatkowego ciepła z zewnątrz (np. poprzez spalanie gazu ziemnego wewnątrz reaktora). Powoduje to, że krótkookresowa praca zgazowarki jest nieopłacalna ekonomicznie i środowiskowo.



Rys. 2. Wykres liczby okresów pracy ciągłej reaktora zgazowania (rok 2019)

Fig. 2. The number of periods of continuous operation of the gasifier (2019)

Podsumowanie

Analiza literatury wskazała, że wykorzystanie magazynów gazu wytworzonego w procesie zgazowania może mieć zalety. Wśród nich należy wymienić zwiększenie niezawodności układu, dostępności mocy (np. w trakcie planowych przestojów zgazowarki) czy polepszenie sprawności zgazowania. Dodatkowo możliwa jest poprawa współpracy z OZE. Jednakże, magazyny syngazu nie są powszechnie stosowane, co zwiększa ich koszty i utrudnia zarówno proces inwestycyjny, jak i eksploatację. Ponadto z magazynowaniem syngazu związane są zagrożenia. Ze względu na niską kaloryczność i gęstość gazu konieczne jest sprężanie go do wysokich ciśnień. Znaczna zawartość wodoru stwarza zagrożenia korozyjne, a w przypadku wycieku gazu może dojść do pożaru lub nawet eksplozji.

Wyniki modelowania przedstawione w referacie wskazały, że pomimo zwiększenia energii zużywanej na potrzeby własne takiego układu (sprężanie części gazu do magazynu) sprawność całkowita układu zgazowanie–magazyn–silniki wzrosła. Potwierdzono również, że zastosowanie magazynu syngazu w układzie hybrydowym pozwala na ograniczenie liczby rozruchów oraz zwiększenie niezawodności. Dzięki temu możliwe staje się zasilanie odbiorcy w trybie off-grid i zastąpienie innych form magazynowania energii w układach wykorzystujących niestabilne OZE.

W analizie nie dokonano obliczeń ekonomicznych. Pomimo wzrostu sprawności układu i ograniczenia wolumenu gazu zużytego do rozruchów instalacji (niższe koszty eksploatacyjne) oraz obniżenia mocy generatora gazu (obniżenie kosztów inwestycyjnych), ze względu na

dodanie instalacji składającej się z magazynu ciśnieniowego syngazu oraz sprężarki wzrosłyby znacznie koszty inwestycyjne. W efekcie konieczne jest sprawdzenie czy taka instalacja okazałaby się ekonomicznie opłacalna.

Literatura

- All Power Labs 2020 – 130KW HYBRID BIOMASS MICROGRID. [Online] https://www.allpowerlabs.com/wp-content/uploads/2020/10/130PPBaseContainerMicrogridOneSheetSmall10_28_20.pdf [Dostęp: 28.07.2023].
- Apt i in. 2008 – Apt, J., Newcomer, A., Lave, L.B., Douglas, S. i Dunn, L.M. 2008. An engineering-economic analysis of syngas storage. DOI: 10.1184/R1/6703679.V1.
- Aslam i in. 2021 – Aslam, Z., Li, H., Hammerton, J., Andrews, G., Ross, A. i Lovett, J.C. 2021. Increasing access to electricity: An assessment of the energy and power generation potential from biomass waste residues in Tanzania. *Energies* 14(6), DOI: 10.3390/en14061793.
- Bhaduri i in. 2017 – Bhaduri, S., Berger, B., Pochet, M., Jeanmart, H. i Contino, F. 2017. HCCI engine operated with unscrubbed biomass syngas. *Fuel Processing Technology* 157, s. 52–58, DOI: 10.1016/j.fuproc.2016.10.011.
- Chmielniak, T. 2021 – *Technologie Energetyczne*. 2 ed. Warszawa: WN PWN.
- „Czy wyłączyli Ci fotowoltaikę?” 2023 – Czy wyłączyli Ci fotowoltaikę? Kolejne wyłączenia mocy z PV. [Online] <https://globenergia.pl/czy-wylaczyli-ci-fotowoltaike-kolejne-wylaczenia-mocy-z-pv/> [Dostęp: 27.07.2023].
- Fiore i in. 2020 – Fiore, M., Magi, V. i Viggiano, A. 2020. Internal combustion engines powered by syngas: A review. *Applied Energy* 276, DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115415.
- Mazhko i in. 2021 – Mazhko, S., Dadfar, H., HajiHashemi, M. i Pourali, O. 2021. A comprehensive experimental and modeling investigation of walnut shell gasification process in a pilot-scale downdraft gasifier integrated with an internal combustion engine. *Energy Conversion and Management* 231, DOI: 10.1016/j.enconman.2021.113836.
- Paska, J. 2017 – *Rozproszone źródła energii*. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.
- Pedrazzi i in. 2016 – Pedrazzi, S., Allesina, G. i Tartarini, P. 2016. Effects of upgrading systems on energy conversion efficiency of a gasifier-fuel cell-gas turbine power plant. *Energy Conversion and Management* 126, s. 686–696, DOI: 10.1016/j.enconman.2016.08.048.
- Perez-Navarro i in. 2010 – Perez-Navarro, A., Alfonso, D., Álvarez, C., Ibáñez, F., Sanchez, C. i Segura, I. 2010. Hybrid biomass-wind power plant for reliable energy generation. *Renewable Energy* 35(7), s. 1436–1443, DOI: doi.org/10.1016/j.renene.2009.12.018.
- Primus, A. i Rosik-Dulewska, C. 2017. Produkcja energii w źródłach kogeneracyjnych małej mocy z wykorzystaniem technologii zgazowania odpadów pochodzenia komunalnego. Uwarunkowania prawne i ekonomiczne. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 20(3), s. 79–92.
- Roman i in. 2023 – Roman, J., Wróblewski, R., Kłojzy-Karczmarczyk, B. i Ceran, B. 2023. Energetic, Economic and Environmental (3E) Analysis of a RES-Waste Gasification Plant with Syngas Storage Cooperation. *Energies* 16(4), DOI: 10.3390/en16042062.
- Skorek, J. i Kalina, J. 2005 – *Gazowe układy kogeneracyjne*. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne.
- Soares, J. i Oliveira, A.C. 2020 – Experimental assessment of pine wood chips gasification at steady and part-load performance. *Biomass and Bioenergy* 139, DOI: 10.1016/j.biombioe.2020.105625.
- Stolecka, K. i Rusin, A. 2019 – Hazards associated with syngas storage. *E3S Web of Conferences*. EDP Sciences, DOI: 10.1051/e3sconf/201913701022.
- Yang i in. 2020 – Yang, M., Yang, H., Zhou, H., Yang, Q., Zhao, H., Gul, E., Khan, M.A., Skreiberg, Ø., Wang, L. i Chao, H. 2020. Syngas Production, Storage, Compression and Use in Gas Turbines. *Production of Biofuels and Chemicals with Pyrolysis* 10, s. 323–371, DOI: 10.1007/978-981-15-2732-6_12.
- Zhang i in. 2021 – Zhang, K., Zhou, B., Wu, Q., Cao, Y., Liu, N., Voropai, N. i Barakhtenko, E. 2021. Modeling and utilization of biomass-to-syngas for industrial multi-energy systems. *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 7(5), s. 932–942, DOI: 10.17775/CSEEJPES.2020.06190.

Koncepcja wykorzystania magazynu gazu w celu poprawy współpracy pomiędzy OZE a układem zgazowarka–silnik gazowy

Słowa kluczowe: niezawodność, hybrydowe systemy generacji energii elektrycznej, zgazowanie biomasy, magazyny energii

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono koncepcję wykorzystania magazynu gazu w hybrydowym systemie wytwarzania energii elektrycznej składającym się z odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz układu reaktor zgazowania biomasy–silnik gazowy. Wyjaśnione zostały powody wyboru takiego tematu oraz zaprezentowany został brak literatury obejmującej ten temat, w szczególności w Polsce. Dokonana została analiza dostępnej literatury odnoszącej się do magazynowania syngazu. Przedstawiono różne typy magazynów gazu syntezowego. Wskazano ich zalety (takie jak zwiększenie stabilności i sprawności procesu zgazowania lub poprawę dostępności mocy) oraz wady (trudności inwestycyjne i eksploatacyjne, wymagane wysokie ciśnienia gazu). Opisano również zagrożenia związane z ich eksploatacją. Wśród nich należy wymienić w szczególności korozyjność związaną z dużą zawartością wodoru oraz niebezpieczeństwo pożaru. Następnie zaproponowano koncepcję i zamodelowano układ hybrydowy wykorzystujący magazyn gazu. Dokonano jego analizy pod kątem energetycznym (sprawności), niezawodnościowym (wskaźnik LOLP) oraz liczby rozruchów w ciągu roku. Następnie porównano go z układem bez magazynu gazu. Na tej podstawie stwierdzono, że wykorzystanie magazynu nieznacznie zwiększa sprawność układu pomimo zwiększenia zużycia energii na potrzeby własne. Ponadto magazyn zmniejsza niemal dwukrotnie prawdopodobieństwo utraty zasilania, co poprawia niezawodność układu. O około 25% zmniejszona zostaje również liczba rozruchów, co może zmniejszyć ilość paliwa rozpałkowego.

The concept of using a gas storage to improve cooperation between RES and the gasifier – gas engine system

Keywords: reliability, hybrid electricity generation systems, biomass gasification, energy storages

Abstract: The paper presents the concept of the use of a gas storage in a hybrid electricity generation system consisting of renewable energy sources and a gasifier – gas engine system. The reasons for choosing the topic were explained and the research gap, especially in Poland, was presented. A literature analysis on the topic of syngas storage was conducted. Different types of syngas storages were presented. The paper shows their advantages and disadvantages. The hazards associated with the use of syngas storages are also described. They are: the corrosivity associated with the high content of hydrogen, and the risk of fire. Next, the concept of a hybrid generation system with the gas storage was proposed. It was analyzed in terms of energy (efficiency), reliability (LOLP) and the number of start-ups per year. Moreover, it was compared with a system without the gas storage. As a result, it was found that the use of the gas storage slightly increases the efficiency of the system, despite the increase in energy consumption for own needs of the system. In addition, the storage decreases the probability of power loss (about 50%), which improves system reliability. The number of starts is also reduced by about 25%, which can reduce the amount of start-up fuel.

Aneta KALBARCZYK¹
Aldona ZALEWSKA²
Michał MARZANTOWICZ³
Michał KALBARCZYK⁴

Zalety oraz wyzwania stosowania akumulatorów z katodą LFP

Wprowadzenie

Poważne obawy związane ze zmianami klimatycznymi w połączeniu z wysokim poziomem cen paliwa przyczyniają się do rozwoju badań i inwestycji w zrównoważone źródła energii, takie jak energia słoneczna, farmy wiatrowe, elektrownie wodne czy energia geotermalna. Należy pamiętać, iż nie można mówić o zrównoważonej energii, bez jej skutecznego przechowywania w magazynach energii (Chen i in. 2019).

Zastosowanie akumulatorów fosforanu litowo-żelazowego LiFePO₄ (LFP) w magazynach energii oraz samochodach elektrycznych rośnie, odzwierciedlając ogromną przestrzeń do rozwoju. Ze względu na ich długą żywotność, czas cyklu i bezpieczeństwo, baterie LFP są także najbardziej preferowanym wyborem nie tylko w alternatywnych systemach magazynowania energii, ale także w dużych systemach sieciowych (Grey i in. 2020). Porównanie parametrów typowych katod zaprezentowano na rysunkach 1 oraz 2.

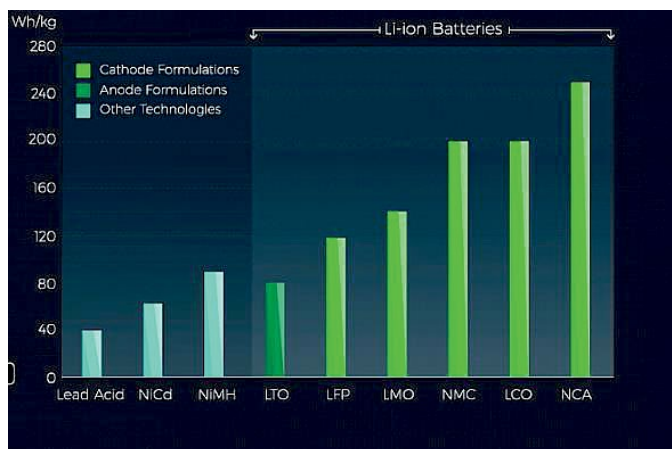
Pomimo niewątpliwych zalet zastosowania katody z LFP takich jak niska cena, przyjazność dla środowiska oraz obfite źródła surowców, katody te posiadają znaczące ograniczenia (Wang i Sun 2012). Należą do nich między innymi niskie przewodnictwo elektronowe, brak możliwości ładowania oraz rozładowania szybko, ciągle oraz impulsowo, a także szybki

¹ Politechnika Warszawska, Warszawa;
ORCID iD: 0000-0003-3116-6815; e-mail: aneta.kalbarczyk.dokt@pw.edu.pl

² Politechnika Warszawska, Warszawa;
ORCID iD: 0000-0002-9326-9505; e-mail: aldonga.zalewska@pw.edu.pl

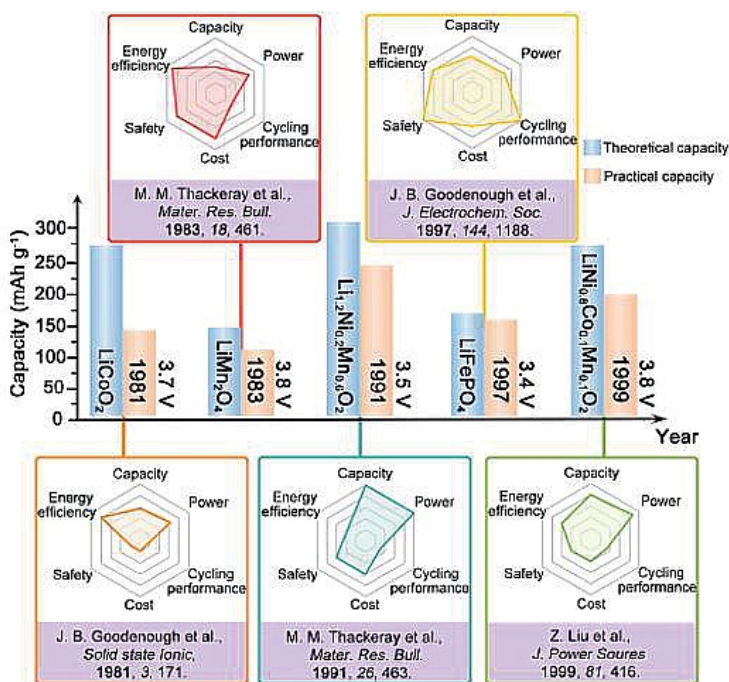
³ Politechnika Warszawska, Warszawa;
ORCID iD: 0000-0003-2427-5263; e-mail: michal.marzantowicz@pw.edu.pl

⁴ Solid Energy Group Sp. z o.o.;
e-mail: solid.energy.polska@gmail.com



Rys. 1. Porównanie gęstości energii typowych katod (Infografika 2023)

Fig. 1. Comparison of energy densities of typical cathodes



Rys. 2. Porównanie pięciu typowych katod stosowanych w bateriach jonowo-litowych pod względem pojemności, gęstości mocy, wydajności cyklicznej, kosztów, bezpieczeństwa i efektywności energetycznej (Liu i in. 2021)

Fig. 2. Comparison of five typical cathodes used in lithium-ion batteries in terms of capacity, power density, cyclic efficiency, cost, safety, and energy efficiency

spadek pojemności w ekstremalnie niskich i wysokich temperaturach. W celu rozwiązania powyższych problemów naukowcy na całym świecie zajmujący się tematyką katod LFP pracują nad opracowaniem strategii zwiększających ich wydajność. Wśród strategii wyróżnić można domieszkowanie metalem, pokrywanie katod warstwami oraz optymalizację cząstek (Ramasubramanian i in. 2021).

1. Budowa katody z LFP oraz mechanizm przemian fazowych

Mechanizm działania katody z fosforanu litowo-żelazowego LiFePO_4 (LFP) polega na (podczas rozładowywania ogniwa) procesach redukcji, co wiąże się z przyjęciem elektronów z zewnętrznego obwodu oraz wejściem weń jonów litu. Idealny materiał katodowy powinien przede wszystkim zawierać jon metalu łatwo ulegającego utlenianiu lub redukcji na przykład jon metalu przejściowego. Ponadto powinien reagować z litem w sposób odwracalny, a reakcja ta powinna zachodzić z wysoką entalpią swobodną oraz szybko i wydajnie. Potencjał ogniwa dla reakcji z litem winien wynosić około 4 V. Ważne jest, aby katoda posiadała możliwe najwyższe napięcie przy czym nie wykraczające poza okno elektrolitu (Preparation of Graphene..., FINAL REPORT 2020). Kolejnym istotnym czynnikiem, który należy mieć na uwadze przy wyborze katody, to jej dobre przewodnictwo elektronowe, co umożliwia łatwy transfer elektronów oraz dobre przewodnictwo jonowe, co spowoduje przyjmowanie jonów z roztworu. Materiał katodowy powinien być również stabilny, czyli nie ulegać degradacji przy kolejnych cyklach ładowania/rozładowania. Bardzo ważnym parametrem jest również brak szkodliwości dla środowiska, stosunkowo niska cena oraz dostęp do surowców (Julien i in. 2014).

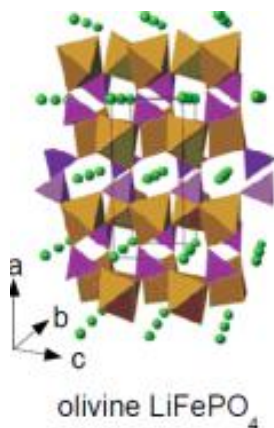
Materiał katodowy jest czynnikiem ograniczającym stosowanie baterii jonowo-litowych. Dlatego tak wiele badań koncentruje się na sposobach optymalizacji wydajności elektrochemicznej materiałów katodowych.

Zrozumienie budowy katody z LFP oraz mechanizmu przemian fazowych i szlaku interkalacji litu w LiFePO_4 ma kluczowe znaczenie, ponieważ kinetyka interkalacji bezpośrednio określa wydajność oraz efektywność kolumbijską (Wang i Sun 2012).

Struktura oliwinowa kryształu LiFePO_4 składa się z polioksyanionowego szkieletu zawierającego oktaedry LiO_6 , oktaedry FeO_6 i czworościany PO_4 . Silne wiązania kowalencyjne P–O w $(\text{PO}_4)^{3-}$ polianionie stabilizują tlen po pełnym naładowaniu i zapobiegają uwalnianiu O_2 przy wysokich stanach naładowania, dzięki czemu LiFePO_4 jest doskonałym, stabilnym i bezpiecznym materiałem katodowym. Strukturę LFP zaprezentowano na rysunku 3.

Słabe przewodnictwo jonów litu wynika z jednowymiarowej dyfuzji jonów Li^+ wzdłuż łańcuchów (oś b) utworzonych przez oktaedry LiO_6 dzielone na krawędziach. Słabe przewodnictwo elektroniczne wynika natomiast z małej rozpuszczalności pomiędzy LiFePO_4 a FePO_4 (Julien i in. 2014).

Ogólnie przyjmuje się, że LiFePO_4 ulega typowej przemianie fazowej pierwszego rzędu z zarodkowaniem i wzrostem drugiej fazy podczas procesu interkalacji/deinterkalacji litu, prowadząc do równowagi dwufazowej składającej się z Li_xFePO_4 ubogiego w Li fazę i bogatą w Li $\text{Li}_{1-y}\text{FePO}_4$, co daje stabilne napięcie przy 3,5 V (Strobridge i in. 2016). Właśnie ta



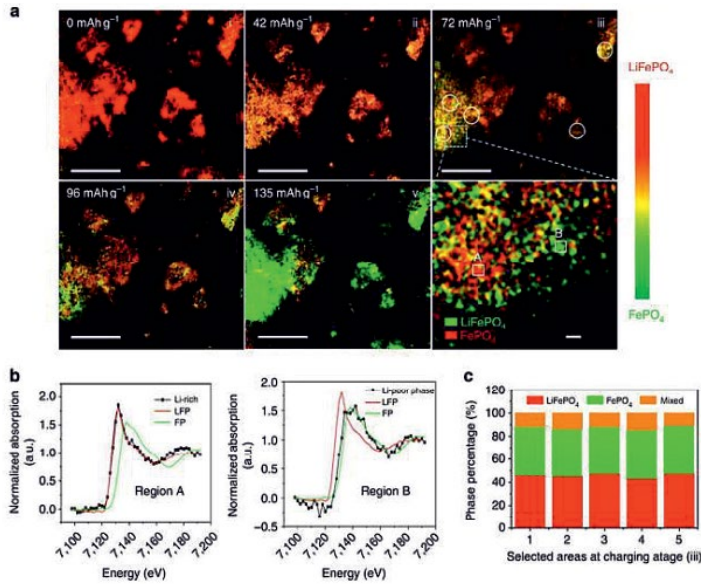
Rys. 3. Struktura LFP (Julien i in. 2014)

Fig. 3. LFP structure

niewielka zmiana objętości podczas transformacji przyczynia się do unikalnych zalet LFP – doskonałej stabilności strukturalnej i zwiększonego bezpieczeństwa. W dalszym ciągu konkretny model przejścia fazowego pozostaje kontrowersyjny. Wśród wielu modeli przejścia na podstawie przeprowadzonych dotychczas badań wyróżnia się: rdzeń-powłoka, kaskada domina, rozkład spinodalny oraz model mozaiki.

Mechanizm przenoszenia energii w katodzie LFP polega na interkalacji/deinterkalacji Li^+ w materiale aktywnym. Podczas reakcji elektrodowych zarówno jony litu, jak i elektrony migrują w określonych kierunkach. W przypadku LiFePO_4 podczas ładowania, jony litu deinterkalują z kryształu LiFePO_4 , i poruszają się w kierunku anody przez elektrolit. Jednocześnie, elektrony migrują z LiFePO_4 , aby utrzymać neutralność elektryczną wraz z eksportem jonów litu (etap rozładowania jest odwracalny). Czas, w jakim poruszają się jony litu, zależy w większości od deinterkalacji z kryształu LiFePO_4 , na które wpływ ma wymiary dyfuzji, drożność dróg dyfuzji i ich długość. Jeśli czas jest długi z powodu ograniczonej drogi dyfuzji, jony litu nie będą skutecznie migrować, aby utrzymać reakcje elektrodowe, które powodują polaryzację stężenia.

Wyznaczenie współczynnika dyfuzji jest trudne – proces dyfuzji litu w tej katodzie nie może być opisany prawem Ficka. Ze względu na niskie przewodnictwo elektryczne interkalacja/deinterkalacja w tym materiale zachodzi według mechanizmu dwufazowego – w układzie występują fazy LiFePO_4 oraz FePO_4 . Dla takiego układu sens fizyczny czynnika jest nieokreślony (Wang i Sun 2012). Na rysunku 4 przedstawiono rentgenowskie mapowanie chemiczne współlistnienia dwufazowego w procesie.



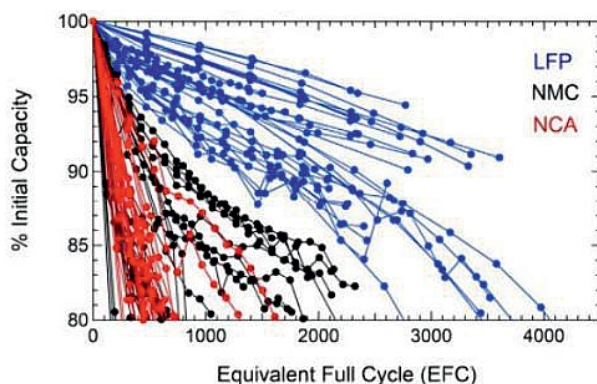
Rys. 4. Rentgenowskie mapowanie chemiczne współistnienia dwufazowego w procesie (Wang i Sun 2012)

Fig. 4. X-ray chemical mapping of two-phase coexistence in the process

2. Spadek pojemności katody z LFP

W trakcie długotrwałej pracy baterii z katodą LFP wciąż zauważalny jest spadek jej pojemności, który uważa się za spowodowany przez zanieczyszczenie wilgocią oraz obecnością wiązań wodorowych w związku z powstaniem HF w elektrolitach. Jednocześnie w praktycznym zastosowaniu akumulatorów niezwykle trudno jest uniknąć bardzo małej ilości wilgoci, a ogniwa narażone są w szczególności na zanieczyszczenie podczas składania ogniw. Gdy wilgoć (woda) dostanie się do elektrolitu, żelazo (II) utlenia się do żelaza (III) na powierzchni LiFePO₄, powoduje powstanie nieaktywnego elektrochemicznie LiFePO₄(OH). Obecność tej fazy żelazowej zmienia pierwotną substancję chemiczną i zmniejsza specyficzną pojemność LiFePO₄ (Safari i Delacourt 2011).

Rysunek 5 przedstawia zachowanie pojemności rozładowania w stosunku do początkowej pojemności – jak widać w przypadku LFP dopiero przy 4000 cyklach pojemność spada do 0, kiedy dla katody z NMC dzieje się to już przy 2000 cyklach.



Rys. 5. Porównanie spadku pojemności z ilością cykli dla różnych katod (Preger i in. 2020)

Fig. 5. Comparison of the drop in capacitance with the number of cycles for different cathodes

3. Zalety i ograniczenia stosowania katody z LiFePO_4

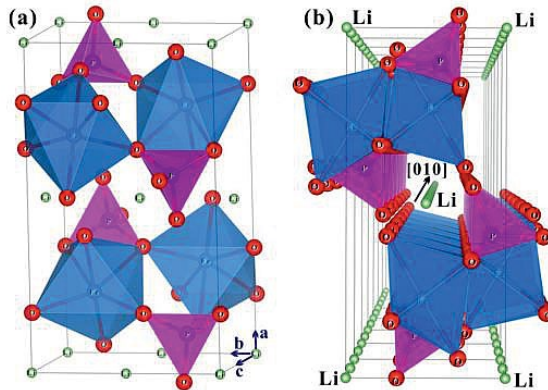
3.1. Zalety stosowania katod LFP

Do zalet stosowania katod z LFP należą:

- niska cena – niezwykle istotne zważywszy, że 25% koszt baterii to koszt katody;
- przyjazność środowisku/brak toksyczności;
- wysoka stabilność termiczna, ze względu na silne wiązania kowalencyjne P-O w struktura oliwinu, która uniemożliwia uwalnianie tlenu;
- praktycznie brak degradacji/spadku pojemności wraz z cyklowaniem;
- bezpieczeństwo;
- teoretycznie duża pojemność – max 170 mAh g^{-1} , w większości do uzyskania w praktyce – 150 mAh g^{-1} ;
- obfite źródła surowców Fe i PO_4 – ułatwiają jego zastosowanie na dużą skalę.

3.2. Ograniczenia w zastosowaniu katod LiFePO_4

Główny problem tego materiału to niskie przewodnictwo elektryczne 10^{-9} S/cm oraz niskie przewodnictwo jonowe uwarunkowane jednowymiarowymi drogami dyfuzji jonów litu wzdłuż drogi [010]. Interkalacja i deinterkalacja litu zachodzą w reakcji dwufazowej z LiFePO_4 i FePO_4 jako elementami końcowymi. Obydwa LiFePO_4 i FePO_4 mają tę samą strukturę, a jony litu w sieć LiFePO_4 może poruszać się właśnie tylko w kierunku [010], ponieważ nie ma ciągłych ośmiościanów LiO_6 . Obliczono iż kanał dyfuzyjny o najniższej ścieżce energii aktywacji przebiega wzdłuż kierunku [010] dla dyfuzji litowo-jonowej. Ścieżkę dyfuzji jonów litu wzdłuż ścieżki [010] prezentuje rysunek 6 (Chen i in. 2019).



Rys. 6. Ścieżka dyfuzji jonów litu wzdłuż drogi [010] (Chen i in. 2019)

Fig. 6. Diffusion path of lithium ions along path [010]

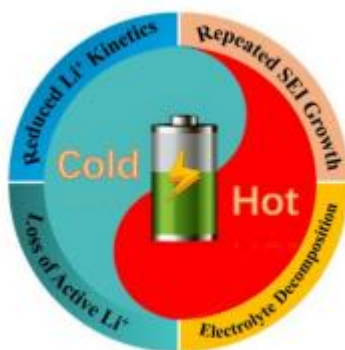
Innymi wadami LiFePO₄ są:

- niski potencjał względem litu (średnio 3,45 V vs Li);
- brak możliwości ładowania oraz rozładowania szybko, ciągle ani impulsowo (nie więcej niż ok. 1C) – wymogi dla akumulatorów w szczególności w pojazdach elektrycznych;
- praktycznie nie przewodzi elektronowo (trzeba dodawać dużo dodatku zwiększającego przewodnictwo elektronowe);
- osiągnięcie wartości teoretycznej jest bardzo trudne;
- wysoka pojemność osiągalna tylko dla małych szybkości rozładowania – dla wyższych szybkości rozładowania osiągalne tylko ok. 150 mAh g⁻¹;
- szybki spadek pojemności w ekstremalnie niskich/wysokich temperaturach – w niskich temperaturach następuje spadek dyfuzji jonów Li⁺ oraz przewodności elektronowej a także utraty aktywnego litu (Zhu i in. 2021). Podwyższone temperatury powodują rozkład LFP poprzez rozpuszczenie Fe²⁺ oraz elektrolitu, przyspieszają zużycie aktywnego litu oraz zwiększają rezystancję międzyfazową poprzez rozrost SEI (warstwa między katodą a elektrolitem). Czynniki niszczenia akumulatorów LFP z warstwą węgla przedstawiono na rysunku 7;
- wzrost rezystancji omowej ze względu na wzrost warstwy SEI, co przyczynia się do starzenia się akumulatorów.

4. Strategie zwiększające wydajność LFP

Problemy z wydajnością katod LFP rozwiązywane są między innymi przez poniższe strategie:

- domieszkowanie metalami (Croce i in. 2002);
- optymalizację cząstek (Wu i in. 2011);

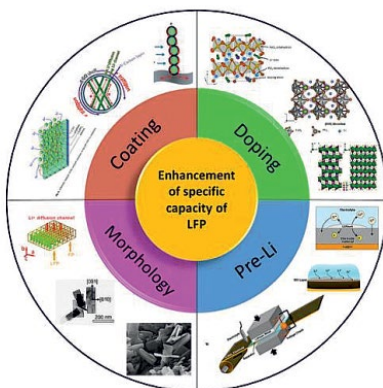


Rys. 7. Czynniki niszczenia akumulatorów LiFePO₄/C w wysokich/niskich temperaturach (Zhu i in. 2021)

Fig. 7. Factors of destruction of LiFePO₄/C batteries at high/low temperatures

- mieszanie z elektronicznie przewodzącymi materiałami, takimi jak węgiel, metale i tlenki metali (Hsu i in. 2004);
- nanoszenie warstw metodami elektrochemicznymi i fizycznymi.

Ilustracja typowych strategii zwiększających wydajność katody z LFP przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Zilustrowanie typowych strategii zwiększających wydajność w katodzie LFP (Ahsan i in. 2020)

Fig. 8. Illustrate common strategies to increase efficiency in the LFP cathode

4.1. Domieszkowania metalem

Domieszkowanie jest uważane za jedną z bardziej efektywnych strategii poprawy wewnętrznego przewodnictwa elektronowego oraz jonowego LFP. Zamiana niewielkiej ilości miejsc Li⁺, Fe²⁺ lub O²⁻ z innymi jonami prowadzi do poprawy przewodnictwa elektronicznego, dyfuzji litowo-jonowej i wydajności ładowania/rozładowania przy dużych gęstościach

prądu. Pierwsza praca dotycząca domieszkowania była przedstawiona przez zespół Changa w 2002 roku, gdzie zaraportowano ośmiokrotny wzrost przewodności w obecności małej ilości domieszki Mg (Chung i in. 2002).

Strategię domieszkowania można w prosty sposób podzielić na jednoelementowe domieszkowanie i domieszkowanie wieloelementowe.

Domieszkowanie metalami powoduje zwiększenie defektów sieciowych LFP oraz zajmowanie miejsca litu, co pomaga poprawić szybkość dyfuzji, rozszerzać szlaki dyfuzji Li^+ , przewodność oraz wydajność elektrochemiczną. Ogólnie rzecz ujmując, im mniejszy promień dwóch jonów, tym łatwiej jest je zastąpić. Ponadto, im wyższa wartościowość jonów domieszkujących, tym większa liczba dziur w sieci krystalicznej po domieszkowaniu, które odgrywają bardzo ważną rolę w promowaniu przewodności materiału i dyfuzji jonów litu w materiale (Zhang i in. 2020).

4.2. Optymalizacja cząstek

Zmniejszenie wielkości cząstek LFP powoduje skrócenie drogi dyfuzji litu (Zhu i in. 2013). Jednakże wadą jest to, że duża powierzchnia wymaga większej ilości spoiwa do sklejenia małych cząstek LFP. Ponadto dodatek spoiw dodatkowo zmniejsza pojemność, a zwiększona powierzchnia powoduje wzrost ilości niepożądanych reakcji elektroda-elektrolit (Zhu i in. 2013). Z tego powodu nanomateriały nadal nie mają zastosowania w akumulatorach litowo-jonowych.

Wśród wielu możliwych nanocząstek LFP najczęściej syntetyzowane są nanorurki, nanodrutki oraz struktura rdzeń-powłoka. W szczególności struktura rdzeń-powłoka umożliwia szybki transport elektronów oraz wysoką elektrochemiczną wydajność (Wang i in. 2008).

Wytwarzanie nanometrycznego LFP jest zwykle przeprowadzane w procesach niskotemperaturowych występujących w solwotermach, hydrotermach i współstrącaniu w porównaniu z konwencjonalnymi metodami suchej syntezy (w stanie stałym). Dzięki silnemu wpływowi na morfologię, chemię defektów i właściwości LFP precyzyjna kontrola parametrów syntezy (stężenie reagentów, źródła reagentów, reakcja czas reakcji, temperatura reakcji, pH reakcji i procedura reakcji) jest niezbędna (Qin i in. 2012).

4.3. Pokrywanie warstwami

Zalety pokrywania warstwami:

- przewodnictwo elektronów na powierzchni katody może ulec poprawie;
- reakcje uboczne pomiędzy materiałem katody a elektrolitem są zahamowane;

Poprawie ulegają także parametry baterii takie jak:

- stabilność;
- pojemność;
- bezpieczeństwo.

Pokrywanie katod warstwami węgla lub innych materiałów przewodzących jest efektywną oraz kontrolowaną metodą tworzenia przewodzących warstw wpływających na zwiększenie dyfuzji jonów litu (Wang i Sun 2012).

Generalnie proces powlekania węglem polega na mieszanii materiałów baterii z różnymi prekursorami węgla. To podejście jest proste, wykonalne i odpowiednie dla produkcji przemysłowej na dużą skalę. Wadami tej metody jest uzyskanie jednolitej, kontrolowanej warstwy. Zbyt cienka warstwa powłoki węglowej nie pokryje katody równomiernie, ale zbyt gruba powłoka ogranicza również dyfuzję jonów litu. Ponadto aby zoptymalizować jakość powłoki węglowej dla LiFePO_4 , wybór wysokiej jakości źródła węgla ma kluczowe znaczenie. Niektóre klasyczne źródła węgla obejmują związki organiczne, takie jak glukoza, kwas cytrynowy i laktoza oraz niektóre nieorganiczne, np. sadza acetylenowa, nanorurki węglowe i grafen. W ostatnich latach grafen stał się w centrum uwagi w badaniach baterii Li-ion, ponieważ posiada kilka pożądanых cech, w tym dużą powierzchnię i doskonałe przewodnictwo elektroniczne.

Podsumowanie

Magazyny energii z roku na rok stają się coraz bardziej istotnym elementem systemu elektroenergetycznego, zarówno jako magazyny przydomowe, jak i operatorskie. W związku z tym niezbędne są ciągłe badania związane z udoskonalaniem baterii jonowo-litowych stosowanych w wymienionych magazynach energii związane z poprawą ich wydajności, bezpieczeństwem oraz zmniejszeniem ceny. Katoda z LFP ze względu na jej niską cenę, przyjazność dla środowiska oraz bezpieczeństwo jest jedną z powszechniej stosowaną przez producentów w zastosowaniach bateryjnych. Niestety, ze względu na jej wiele wad, niezbędne są dalsze badania nad udoskonaleniem tej katody głównie związane ze zwiększeniem przewodnictwa elektronowego. W niniejszym rozdziale zostały zaprezentowane najważniejsze strategie związane ze zwiększeniem wydajności katody z LFP.

Literatura

- Ahsan i in. 2020 – Ahsan, Z., Ding, B., Cai, Z., Yang, W., Ma, Y. i Zhang, S. 2020 – Recent Progress in Capacity Enhancement of LiFePO_4 Cathode for Li-Ion Batteries. *Journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage* 18(1), s. 1–54, DOI: 10.1115/1.4047222.
- Chen i in. 2019 – Chen, Z., Zhang, W. i Yang, Z. 2019 – A review on cathode materials for advanced lithium ion batteries: microstructure designs and performance regulations. *Nanotechnology* 31(1), DOI: 10.1088/1361-6528/ab4447.
- Chung i in. 2002 – Chung, S.-Y., Bloking, J.T. i Chiang, Y.-M. 2002 – Electronically Conductive Phospho-Olivines as Lithium Storage Electrodes. *Nature Materials* 1(2), s. 123–128, DOI: 10.1038/nmat732.
- Croce i in. 2002 – Croce, F., D’Epifanio, A., Hassoun, J., Deptula, A., Olczac, T. i Scrosati, B. 2002 – A Novel Concept for the Synthesis of an Improved LiFePO_4 Lithium Battery Cathode. *Electrochemical Solid-State Letters* 5(3), DOI: 10.1149/1.1449302.
- Grey, C.P. i Hall, D.S. 2020 – Prospects for lithium-ion batteries and beyond – A 2030 vision. *Nature Communications* 11, DOI: 10.1038/s41467-020-19991-4.

- Hsu i in. 2004 – Hsu, K.-F., Tsay, S.-Y. i Hwang, B.J. 2004 – Synthesis and characterization of nano-sized LiFePO₄ cathode materials prepared by a citric acid-based sol–gel route. *Journal of Materials Chemistry* 14(17), DOI: 10.1039/B406774F.
- Infografika 2023 – [Online] <https://nanoone.ca/technology/cathodes-infographic/> [Dostęp: 14.12.2023].
- Julien i in. 2014 – Julien, C.M., Mauger, A., Zaghbi, K. i Groult, H. 2014 – Comparative Issues of Cathode Materials for Li-Ion Batteries. *Inorganics* 2(1), s. 132–154, DOI: doi.org/10.3390/inorganics2010132.
- Liu i in. 2021 – Liu, J., Wang, J., Ni, Y., Zhang, K., Cheng, F. i Chen, J. 2021 – Recent breakthroughs and perspectives of high-energy layered oxide cathode materials for lithium ion batteries. *Materials Today* 43, s. 132–165, DOI: 10.1016/j.mattod.2020.10.028.
- Preger i in. 2020 – Preger, Y., Barkholtz, H.M., Fresquez, A., Campbell, D.L., Juba, B.W., Romàn-Kustas, J., Ferreira, S.R. i Chalamala, B. 2020 – Degradation of Commercial Lithium-Ion Cells as a Function of Chemistry and Cycling Conditions. *Journal of The Electrochemical Society* 167(12), DOI: 10.1149/1945-7111/abae37.
- Preparation of Graphene-Modified LiFePO₄ Cathode for Li-Ion Battery, FINAL REPORT 2020 – North Dakota, Department of Commerce Renewable Energy Program.
- Qin i in. 2012 – Qin, X., Wang, J., Xie, J., Li, F., Wen, L. i Wang, X. 2012 – Hydrothermally synthesized LiFePO₄ crystals with enhanced electrochemical properties: simultaneous suppression of crystal growth along [010] and antisite defect formation. *Physical Chemistry Chemical Physics* 14(8), s. 2669–2677, DOI: 10.1039/C2CP23433E
- Ramasubramanian i in. 2021 – Ramasubramanian, B., Reddy, M.V., Zaghbi, K., Armand, M. i Ramakrishna, S. 2021 – Growth Mechanism of Micro/Nano Metal Dendrites and Cumulative Strategies for Countering Its Impacts in Metal Ion Batteries: A Review. *Nanomaterials* 11(10), DOI: 10.3390/nano11102476.
- Safari, M. i Delacourt, C. 2011 – Aging of a Commercial Graphite/LiFePO₄ Cell. *Journal of The Electrochemical Society* 158(10), s. A1123–A1135, DOI: 10.1149/1.3614529.
- Strobridge i in. 2016 – Strobridge, F.C., Liu, H., Leskes, M., Borkiewicz, O.J., Wiaderek, K.M., Chupas, P.J., Chapman, K.W. i Grey, C.P. 2016 – Unraveling the Complex Delithiation Mechanisms of Olivine-Type Cathode Materials, LiFe_xCo_{1-x}PO₄. *Chemistry of Materials* 28(11), s. 3676–3690, DOI: 10.1021/acs.chemmater.6b00319.
- Wang, J. i Sun, X. 2012 – Olivine LiFePO₄: the remaining challenges for future energy storage. *Energy & Environmental Science* 8, s. 1110–1138, DOI: 10.1039/c4ee04016c.
- Wang i in. 2008 – Wang, Yonggang, Wang, Yarong, Hosono, E., Wang, K. i Zhou, H. 2008 – The Design of a LiFePO₄/Carbon Nanocomposite With a Core–Shell Structure and Its Synthesis by an In Situ Polymerization Restriction Method. *Angewandte Chemie International Edition* 47, s. 7461–7465, DOI: 10.1002/anie.200802539.
- Wu i in. 2011 – Wu, Y., Wen, Z. i Li, J. 2011 – Hierarchical Carbon-Coated LiFePO₄ Nanoplate Microspheres with High Electrochemical Performance for Li-Ion Batteries. *Advanced Materials* 23(9), s. 1126–1129, DOI: 10.1002/adma.201003713.
- Xin i in. 2021 – Xin, Y.-M., Xu, H.-Y., Ruan, J.-H., Li, D.-C., Wang, A.-G. i Sun, D.-S. 2021 – A Review on Application of LiFePO₄ based composites as electrode materials for Lithium Ion Batteries. *International Journal of Electrochemical Science* 16(6), DOI: 10.20964/2021.06.33.
- Zhang i in. 2020 – Zhang, Z., Zou, Z., Zhang, S., Liu, J. i Zhong, S. 2020 – A review of the Doping Modification of LiFePO₄ as a Cathode Material for Lithium Ion Batteries. *International Journal of Electrochemical Science* 15(12), s. 12041–12067, DOI: 10.20964/2020.12.71.
- Zhu i in. 2014 – Zhu, J., Fiore, J., Li, D., Kinsinger, N.M., Wang, Q., DiMasi, E., Guo, J. i Kisailus, D. 2014 – Solvothermal Synthesis, Development, and Performance of LiFePO₄ Nanostructures. *Crystal Growth & Design* 13(11), s. 4659–4666, DOI: 10.1021/cg4013312.
- Zhu i in. 2021 – Zhu, S., Xu, Y. i Huang, A. 2021 – Improving Methods for better Performance of Commercial LiFePO₄/C Batteries. *International Journal of Electrochemical Science* 16(5), DOI: 10.20964/2021.05.49.

Zalety oraz wyzwania stosowania akumulatorów z katodą LFP

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, magazynowanie energii, magazyny energii, OZE, akumulatory, baterie jonowo-litowe

Streszczenie: Poważne obawy związane ze zmianami klimatycznymi w połączeniu z wysokim poziomem ceny paliwa przyczyniają się do rozwoju badań nad nowymi magazynami energii oraz poszczególnymi komponentami magazynów, między innymi katod. Katoda wykonana z fosforanu litowo-żelazowego LiFePO_4 (LFP) stosowana w bateriach magazynów ma bardzo duży potencjał, ponieważ posiada wiele zalet takich jak bezpieczeństwo, niska cena oraz nietoksyczność. W niniejszym rozdziale przedstawiono główne szanse oraz wyzwania związane ze stosowaniem tej katody w magazynach energii wraz z odpowiednimi badaniami literaturowymi. Zaprezentowano również typowe strategie zwiększające wydajność katody z LFP wraz z opisem poszczególnych strategii. W celu rozwoju rynku magazynów energii i upowszechnienia magazynów z katodą LFP niezbędne jest prowadzenie dalszych badań, które będą miały na celu głębsze zrozumienie korelacji kinetyki interkalacji litu w LFP z modyfikacją powierzchni katody.

Advantages and challenges of using batteries with an LFP cathode

Keywords: renewable energy sources, energy storage, renewable energy sources, batteries, lithium-ion batteries

Abstract: Serious concerns about climate change combined with high fuel prices contribute to the development of research on new energy storage facilities and individual storage components, including cathodes. The cathode made of LiFePO_4 lithium iron phosphate (LFP) used in storage batteries has great potential because it has many advantages such as safety, low price and non-toxicity. This chapter presents the main opportunities and challenges related to the use of this cathode in energy storage, along with relevant literature research. Typical strategies to increase the cathode efficiency of LFP are also presented along with a description of each strategy. In order to develop the energy storage market and popularize of LFP storages, it is necessary to conduct further research aimed at a deeper understanding of the correlation between the kinetics of lithium intercalation in LFP and the modification of the cathode surface.

Natalia GENEROWICZ-CABA¹
Joanna KULCZYCKA²
Agnieszka NOWACZEK³
Leszek JURKOWSKI⁴
Iakovos YAKOUMIS⁵

Znaczenie recyklingu katalizatorów samochodowych w kontekście odzysku metali z grupy platynowców

Wprowadzenie

Model GOZ zakłada pozostawienie surowców w gospodarce tak długo jak to możliwe przy jednoczesnym minimalizowaniu odpadów. Aby osiągnąć te cele, należy spojrzeć na wszystkie etapy cyklu życia produktu: jego projektowanie, pozyskanie i przetwórstwo surowców, produkcję, dystrybucję, konsumpcję, zbieranie odpadów oraz ich zagospodarowanie (Ellen MacArthur Foundation 2015). To, co odróżnia GOZ od dotychczasowej gospodarki linearniej, opierającej się na zasadzie „weź – wyprodukuj – zużyj – wyrzuć”, to umiejscowienie etapu zagospodarowania odpadu w cyklu życia (Bocken i in. 2017). W podejściu GOZ, jeżeli odpad już powstanie, powinien być traktowany jako surowiec wtórny i być wykorzystany do ponownej produkcji. Natomiast na wszystkich pozostałych etapach cyklu życia powinny istnieć mechanizmy, które przyczynią się do wydłużenia czasu korzystania z produktów albo zastępowania ich innymi, bardziej wydajnymi, substytutami (Kirchherr i in. 2017).

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0002-1389-6628; e-mail: ngenerowicz@min-pan.krakow.pl

² AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Kraków;
ORCID iD: 0000-0002-4377-5506; e-mail: kulczycka@meeri.pl

³ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
ORCID iD: 0000-0002-9920-9511; e-mail: anowaczek@min-pan.krakow.pl

⁴ Unimetal Recycling, sp. z o.o., Trzebinia;
e-mail: leszek.jurkowski@koban.com.pl

⁵ MONOLITHOS Catalysts and Recycling Ltd, Ateny, Grecja;
ORCID iD: 0000-0002-9018-7379; e-mail: yakoumis@monolithos-catalysts.gr

Wzrost świadomości społecznej na temat zanieczyszczenia powietrza oraz zaostrzenie norm i przepisów ma znaczący wpływ na przemysł, transport i energetykę (Osterwalder i Pigneur 2010). Zastosowanie reaktorów katalitycznych stanowi jedno z rozwiązań problemu minimalizacji emisji toksycznych związków i obniżenia ilości spalin emitowanych do atmosfery podczas spalania paliw w samochodach osobowych, ciężarowych i autobusach oraz wielu innych typach maszyn (Rok 2019). Ponieważ większość katalizatorów zawiera kombinację trzech metali, Pt, Pd i Rh (Helmers 1997), produkcja katalizatorów samochodowych jest największym sektorem popytu i zużycia PGM (metali z grupy platynowców) (Zimmermann i Sures 2004). Większość badań i ocen ekspertów przewiduje, że przyszłe zapotrzebowanie na te krytyczne metale wzrośnie (Bojanowska 2005).

W ciągu ostatnich dwóch dekad wiele krajów na całym świecie opracowało i wdrożyło długoterminowe rozwiązania problemów środowiskowych (Kołodziej i in. 2007) mające na celu zminimalizowanie wpływu rosnącej liczby samochodów. Jednym z rozwiązań jest organizacja sieci recyklingu samochodów wycofanych z eksploatacji, która stała się integralną częścią globalnego przemysłu motoryzacyjnego (Ryczkowski 2003). Raporty U.S. Geological Survey (USGS.gov 2023) pokazują rosnący światowy trend w kierunku odzyskiwania PGM z pojazdów wycofanych z eksploatacji. Zhang i in. (2017), Puig i Alvarado (2006) zajmują się rozwojem rozwiązań technologicznych skupiających się na poszczególnych metalach, tj. recyklingu palladu lub platyny (Zhang i in. 2017). Moldovan bada odzysk pierwiastków z grupy platynowców za pomocą kwaśnej fuzji i ługowania (Moldovan 2007). Twigg przewiduje wzrost zapotrzebowania na PGM w nadchodzących latach ze względu na rygorystyczne normy UE dotyczące kontroli emisji nałożone na producentów samochodów (Twigg 2007).

1. Przemysł motoryzacyjny

Motoryzacja to ważny sektor z punktu widzenia GOZ. Przede wszystkim w istotny sposób oddziałuje na rozwój gospodarczy i kondycję innych branż (Krähenbühl i in. 2006). Sektor ten zużywa istotne ilości surowców i jednocześnie ma duży wpływ na zmiany w środowisku naturalnym (Lough i in. 2005). Można założyć, że ze względu na coraz większy popyt w przyszłości oraz coraz większy rozwój samochodów elektrycznych, dostęp do takich surowców jak np. miedź, srebro, cyna czy też german będą coraz bardziej ograniczony, a to może mieć też wpływ na ich cenę. Dodatkowo, wydobycie surowców niezbędnych do rozwoju sektora motoryzacyjnego stwarza poważne problemy ekologiczne i społeczne. Dlatego też sektor motoryzacyjny wykazuje duży potencjał do zwiększania wydajnego eksploataowania zasobami, usprawniania przejrzystości łańcuchów dostaw oraz wydajnej produkcji (Balcerzak i Kaczmarczyk 2001). Należy także założyć, że wraz z transformacją transportową, zwiększającą ilość samochodów bardziej przyjaznych środowisku podczas ich eksploatacji, coraz większa uwaga konsumentów będzie ukierunkowana na przyjazne środowisku produkowanie pojazdów. Mówimy więc w tym przypadku o modelowym przykładzie przenikania się właściwie wszystkich etapów cyklu życia i uwzględnianiu interakcji pomiędzy nimi (Bencs i in. 2003).

Przez ostatnie dwie dekady rządy większości krajów na całym świecie opracowywały i wdrażały rozwiązania, które pozwoliły, by minimalizować wpływ rosnącej liczby samo-

chodów na środowisko naturalne. Jednym z rozwiązań przyczyniającym się do tego jest organizacja sieci recyklingu samochodów wycofanych z eksploatacji (SWE), która jest obecnie nieodłącznym elementem funkcjonowania sektora motoryzacyjnego na świecie. Konieczność wprowadzenia recyklingu w tej branży wynika z wprowadzonych przepisów prawnych oraz uwarunkowań ekonomicznych i gospodarczych (Bloxham i in. 2021). Podstawą do rozwiązania problemów zagospodarowania odpadów z samochodów wycofywanych z użytkowania w krajach Unii Europejskiej jest Dyrektywa 2000/53/EC (Dyrektywa 2000/53/EC) o samochodach wycofywanych z eksploatacji. Opracowano w niej wspólne zasady postępowania z odpadami z wycofywanych samochodów. Dyrektywa ta doprowadziła do wprowadzenia w życie rozwiązań z zakresu recyklingu i odzysku, które wcześniej nie istniały. Wprowadziła między innymi zasadę poszerzonej odpowiedzialności producenta za recykling odpadów pochodzących z pojazdów. Spowodowało to zmianę w procentowym udziale materiałów i komponentów używanych do konstrukcji samochodów, na rzecz zwiększenia ilości materiałów, które mogą zostać poddane recyklingowi lub odzyskowi, a także na wykorzystaniu materiałów pochodzących z recyklingu.

Spełnienie warunków dyrektywy europejskiej dotyczącej samochodów wycofywanych z eksploatacji uwarunkowane jest opracowywaniem i wdrażaniem nowych ulepszonych metod odzysku i recyklingu. Proces rozwoju sieci recyklingu samochodów i odpadów SWE zależy od wewnętrznej zdolności do zmiany organizacji sieci. Wdrożenie nowej technologii odzysku musi spotkać się z uznaniem i gotowością do zmiany przez przedsiębiorców, jak również otoczenia zewnętrznego: innych podmiotów sieci SWE, konkurentów, społeczeństwa.

2. Rola platynowców w przemyśle motoryzacyjnym

Główną rolą reaktora katalitycznego, potocznie zwanego katalizatorem samochodowym, jest zminimalizowanie zanieczyszczeń emitowanych podczas pracy silnika. Urządzenie to w znacznym stopniu ogranicza ilość niebezpiecznych związków chemicznych emitowanych do powietrza, tj. tlenków azotu (NO_x), węglowodorów (CH) i tlenku węgla (CO). Dzieje się to za sprawą wykorzystania właściwości platynowców (platyna, rod i pallad) użytych do budowy katalizatora samochodowego, takich jak wysoka temperatura topnienia i odporność na działanie czynników chemicznych, a w szczególności właściwości katalityczne (Puig i Alvarado 2006). Odkąd wprowadzono zaostrzone przepisy dotyczące wyposażenia każdego nowego samochodu w katalizator samochodowy, nastąpił znaczny wzrost zapotrzebowania na platynowce (Torrejos i in. 2020). Obecnie popyt na platynowce przekracza ich podaż (Ilyas i in. 2020).

Katalizator to element umieszczony w przedniej części układu wydechowego (w pobliżu silnika), którego zadaniem jest: redukcja tlenków azotu, utlenianie węglowodorów; utlenianie tlenku węgla; utlenianie śladowych ilości wodoru. Stosując pojęcie „katalizator” należy pamiętać, że dotyczy ono wyłącznie nośnika ceramicznego lub metalowego z warstwą pośrednią i naniesionej na jego powierzchnię fazy aktywnej (Karhu i in. 2019). Warstwę katalityczną stanowi najczęściej kombinacja złożona z platyny (Pt), palladu (Pd), rodu (Rh), rzadziej

rutenu (Ru) i irydu (Ir) w postaci cząstek o dużym rozdrobnieniu, rzędu 1–10 nm (Trinh i in. 2019) oraz tlenków metali nieszlachetnych (Zr, Ba) i metali ziem rzadkich (Ce) (Xun 2020). Bez względu na rodzaj warstwy aktywnej zastosowanej w katalizatorze (np. Pd-Rh, Pt-Rh, Pt-Pd, Pt lub Pt-Pd-Rh) procentowy udział platynowców w całkowitej masie katalizatora jest zwykle rzędu dziesiątych części procenta. W zależności od źródła danych, zawartość platyny w katalizatorze szacuje się od 1 do 3 g (Che i in. 2011). Konwertery katalityczne typu Pt/Rh, stanowiące wyposażenie samochodów produkowanych w Europie, charakteryzuje stosunek masowy tych metali w katalizatorze 5:1, co przekłada się na zawartość platyny 0,9–2,5 g, oraz rodu 0,2–0,3 g (LBMA PALLADIUM 2020). Od pewnego czasu istnieje tendencja zastępowania platyny przez pallad, jako że metal ten jest tańszy oraz bardziej odporny na działanie substancji zanieczyszczających (Moztota 2010).

Ze względu na sposób działania, katalizatory samochodowe można podzielić na dwie podstawowe grupy: utleniające, wielofunkcyjne (najczęściej trójfunkcyjne, ang. TWC). Pierwszy rodzaj wymienionych katalizatorów jest stosowany w pojazdach typu „diesel”, stosujących silniki z zapłonem samoczynnym (samochodach osobowych i ciężarowych, autobusach, ciągnikach, maszynach przemysłowych). Umożliwia on utlenienie jedynie tlenu węgla oraz węglowodorów. Ze względu na specyfikę pracy tych silników niemożliwa jest jednoczesna redukcja tlenków azotu. Z tego powodu w pojazdach z silnikami Diesla stosowane są często dodatkowe katalizatory np. wykorzystujące mocznik jako katalizator reakcji (Umicore Investor Presentation 2020). Drugi typ katalizatorów, tj. katalizatory wielofunkcyjne, znalazł zastosowanie w pojazdach wyposażonych w silnik z zapłonem iskrowym, głównie w samochodach osobowych (Løvik i in. 2018). Katalizatory te umożliwiają jednoczesną konwersję wszystkich trzech toksycznych składników spalin, przy czym obejmuje ona około 90% powstałych podczas spalania tlenków azotu i tlenu węgla (które ulegają przekształceniu w azot i ditlenek węgla) oraz 80% węglowodorów obecnych w gazach spalinowych, które następnie są utleniane do ditlenku węgla i wody (Espinoza i in. 2020). Rysunek 1 przedstawia schemat budowy katalizatora.

W procesie tworzenia nośnika katalizatora można wyróżnić trzy fazy: przygotowanie nośnika ceramicznego, przygotowanie metali szlachetnych i przygotowanie stali nierdzewnej. Kolejnym etapem cyklu życia katalizatora po zainstalowaniu katalizatora w pojeździe jest jego faza użytkowania (Bahaloo-Horeh 2020). Nowoczesne i dobrze eksploatowane urządzenia tego rodzaju montowane seryjnie w samochodach, powinny pracować, co najmniej 80–90 tysięcy kilometrów, czyli średnio 5 lat (Ravindra i in. 2004). W praktyce jednak katalizatory samochodowe użytkowane są znacznie dłużej, choć ich sprawność mocno spada. Każdy katalizator samochodowy może być poddany procesowi recyklingu, poprzez przetwarzanie obudowy ze stali nierdzewnej, proces odzysku metali szlachetnych i ponowne wykorzystanie materiału ceramicznego (Limbeck 2006). Aby nakreślić, na ile korzystny jest to proces, należy przeanalizować ilość energii potrzebnej do produkcji platyny i rodu w porównaniu z odzyskiem metali. Dane te zaprezentowane są w tabeli 1.

Pomimo dużej ilości energii potrzebnej do procesu recyklingu metali szlachetnych, nadal recykling metali szlachetnych ma priorytetowe znaczenie z uwagi na rzadkość występowania i wysokie koszty ich wydobycia (Belcastro 2012). Pozyskiwanie metali szlachetnych z katalizatorów samochodowych może być przeprowadzone różnymi technologiami. Dobór metody zależy od rodzaju katalizatora samochodowego. Na świecie obecnie



Rys. 1. Schemat budowy katalizatora trójfunkcyjnego

Źródło: www.autokult.pl 2023

Fig. 1. Scheme of construction of a trifunctional catalyst

TABELA 1. Energia zużyta podczas wydobycia surowców a energia potrzebna do recyklingu dla platyny i rodum

TABLE 1. Energy used in mining of raw materials vs. energy required for recycling for platinum and rhodium

Metal	Rodzaj Energii	Wartość energii [MJ/kg]
PLATYNA	Energia potrzebna do produkcji pierwotnej	$1,14 \cdot 10^5$
	Energia potrzebna do recyklingu	$1,08 \cdot 10^3 - 1,2 \cdot 10^3$
	Oszczędność energii	$13 \cdot 10^5 - 1,13 \cdot 10^5$
ROD	Energia potrzebna do produkcji pierwotnej	$1,22 \cdot 10^5 - 1,35 \cdot 10^5$
	Energia potrzebna do recyklingu	$2,44 \cdot 10^3 - 2,7 \cdot 10^3$
	Oszczędność energii	$1,20 \cdot 10^5 - 1,32 \cdot 10^5$

Źródło: Balcastro 2012.

wykorzystywane są głównie dwie metody przerabiania katalizatorów samochodowych na drodze pirometalurgicznej lub hydrometalurgicznej (Xun i in. 2020). Stosowane są także metody mieszane, składające się z wielu operacji pośrednich piro- i hydrometalurgicznych, których celem jest wydzielenie czystego metalu. Proces recyklingu katalizatorów samochodowych angażuje większość podmiotów tworzących sieć recyklingu samochodów wycofanych z użytkowania (SWE) (Balcerzak i Kaczmarczyk 2001). W szerokim ujęciu do podmiotów sieci recyklingu zaliczyć można wszystkie jednostki, które uczestniczą w sposób pośredni lub bezpośredni w procesie wycofywania pojazdów z użytkowania. W wąskim ujęciu do podmiotów sieci recyklingu zalicza się tylko podmioty bezpośrednio zajmujące się przetwarzaniem SWE (utylicacją i unieszkodliwieniem), są to punkty zbierania pojazdów, stacje demontażu, młyny przemysłowe oraz przedsiębiorstwa odzysku materiałów (zakłady recyklingu materiałowego).

Podsumowanie

Zgodnie z rozporządzeniami i dyrektywami UE istnieje wymóg spełnienia odpowiednich poziomów recyklingu i odzysku odpadów pochodzących z samochodów wycofanych z eksploatacji (85% dla recyklingu, 95% dla ponownego użycia i odzysku w przeliczeniu na masę pojazdu). Przepisy UE nakładają na producentów samochodów i ich części obowiązek wykorzystywania do produkcji materiałów lub surowców pochodzących z recyklingu lub odzysku. W związku z tymi wymogami podmioty funkcjonujące na rynku motoryzacyjnym powinny w najbliższym czasie dążyć do tworzenia innowacyjnych rozwiązań technologicznych. Wśród argumentów przemawiających za odzyskiem platynowców z katalizatorów samochodowych wymienia się między innymi ich ograniczone zasoby, rzadkość występowania, kosztowny i energochłonny proces wydobywania oraz znaczną ilość odpadów powstających w trakcie tego procesu. Zagospodarowanie zużytych katalizatorów ma również inne zalety: wpływa na ograniczenie ilości składowanych odpadów, także poziom emisji zanieczyszczeń do atmosfery jest niższy podczas procesów otrzymywania metali z materiałów odpadowych niż w technologii otrzymywania z surowców pierwotnych. Odzysk, jak każde inne działanie przedsiębiorstwa, ma zapewnić korzyści finansowe i przewagę konkurencyjną.

W przypadku wdrożenia przez przedsiębiorstwa nowej technologii recyklingu katalizatorów i odzysku platynowców pozwala na wypełnienie niszy rynkowej, co również znacząco wpływa na wizerunek przedsiębiorcy. Podmiot wdrażający chętnie przyjmie do swojej działalności technologie odzysku platyny z katalizatorów samochodowych mając świadomość, że nie ma na rynku konkurencji zajmującej się tym. Przedsiębiorca, rozważając uruchomienie nowej technologii, rozpatruje również, jakie wiąże się z tym ryzyko rynkowe i jakie są możliwości jego minimalizacji. Ze względu na konieczność osiągnięcia odpowiednich poziomów odzysku, istotne znaczenie ma wsparcie przedsiębiorców podejmujących się wdrożenia innowacyjnych technologii i nowoczesnych rozwiązań.

Rozdział powstał w ramach projektu PHEIDIAS: Innowacyjny System Recyklingu Hydrometalurgicznego dla Odzysk PGM, numer 20220, finansowany przez EIT Raw Materials.

Literatura

[Online] <https://www.autokult.pl/> [Dostęp: 25.01.2023].

[Online] <https://www.usgs.gov/> [Dostęp: 7.12.2023].

Bahaloo-Horeh, N. i Mousavi, S. 2020 – Comprehensive characterization and environmental risk assessment of end-of-life automotive catalytic converters to arrange a sustainable roadmap for future recycling practices. *Journal of Hazardous Materials* 400, DOI: 10.1016/j.jhazmat.2020.123186.

Balcerzak, M. i Kaczmarczyk, M. 2001 – Rapid derivative spectrophotometric method for the determination of platinum in Pt-Ru/C catalyst using iodide media. *Analytical Sciences* 17(11), 1321–1324, DOI: 10.2116/analsci.17.1321.

Belcastro, E.L. 2012 – *Life Cycle Analysis of a Ceramic Three-Way Catalytic Converter*. The Virginia Polytechnic Institute and State University.

Bencs i in. 2003 – Bencs, L., Ravindra, K. and Van Grieken, R. 2003 – Methods for the determination of platinum group elements originating from the abrasion of automotive catalytic converters. *Spectrochimica Acta Part B: Atomic Spectroscopy* 58, s. 1723–1755, DOI: 10.1016/S0584-8547(03)00162-9.

- Bloxham i in. 2021 – Bloxham, L., Brown, S., Cole, L., Cowley, A., Fujita, M., Girardot, N., Jiang, J., Raithatha, R., Ryan, M., Shao, E., Tang, B., Wang, A. i Xiaoyan, F. 2021 – The Pgm market report is written by Alison Cowley. 44.
- Bocken i in. 2017 – Bocken, N.M.P., Ritala, P. i Huotari, P. 2017 – The Circular Economy: Exploring the Introduction of the Concept Among S&P 500 Firms. *Journal of Industrial Ecology* 21(3), s. 487–490, DOI: 10.1111/jiec.12605.
- Bojanowska, M. 2005 – Wpływ antropogenicznej platyny na elementy środowiska. *Acta Agrophysica* 5(3), s. 535–541.
- Che i in. 2011 – Che, J., Yu, J. i Kevin, R.S. 2011 – End-of-life vehicle recycling and international cooperation between Japan, China and Korea: Present and future scenario analysis. *Journal of Environmental Sciences* 23, s. S162–S166., DOI: 10.1016/S1001-0742(11)61103-0.
- de Oliveira Demarco i in. 2020 – de Oliveira Demarco, J., Stefanello Cadore, J., Veit, H. M., Bremm Madalosso, H., Hiromitsu Tanabe, E. i Assumpção Bertuol, D. 2020 – Leaching of platinum group metals from spent automotive catalysts using organic acids. *Minerals Engineering* 159, DOI: 10.1016/j.mineng.2020.106634.
- Dyrektywa 2000/53/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 września 2000 w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji.
- Ellen MacArthur Foundation 2015. Delivering the circular economy a toolkit for policymaker. [Online] https://www.ellenmacarthurfoundation.org/assets/downloads/publications/EllenMacArthurFoundation_Policymaker-Toolkit.pdf [Dostęp: 12.11.2023].
- Espinoza i in. 2020 – Tercero Espinoza, L.T., Schrijvers, D., Chen, W.-Q., Dewulf, J., Eggert, R., Goddin, J., Habib, K., Hagelüken, C., Hurd, A.J., Kleijn, R., Ku, A.Y., Lee, M.-H., Nansai, K., Nuss, P., Peck, D., Petavratzi, E., Sonnemann, G., van der Voet, E., Wäger, P., Young, S.B. i Hool, A. 2020. Greater circularity leads to lower criticality, and other links between criticality and the circular economy. *Resources, Conservation and Recycling* 159, DOI: 10.1016/j.resconrec.2020.104718.
- Fornalczyk, A. 2016 – *Analiza możliwości wykorzystania magnetohydrodynamiki do intensyfikacji odzysku platyny ze zużytych katalizatorów samochodowych*. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej.
- Helmers, E. 1997. Platinum emission rate of automobiles with catalytic converters. *Environmental Science and Pollution Research International* 4(2), s. 99–103, DOI: 10.1007/BF02986288.
- Ilyas i in. 2020 – Ilyas, S., Srivastava, R., Kim, H. i Cheema, H. 2020 – Hydrometallurgical recycling of palladium and platinum from exhausted diesel oxidation catalysts. *Separation and Purification Technology* 248, DOI: 10.1016/j.seppur.2020.117029.
- Karhu i in. 2019 – Karhu, M., Bachér, M., Yli-Rantala, E., Huttunen Saarivirta, E., Cordones, P., Martel Martin, S. i Sanz, M.C. 2019 – Report on the Economic Assessment of Substitution Trajectories. [Online] <http://screen.eu/wp-content/uploads/2019/06/SCRREEN-D5.3-Report-on-the-economic-assessment-of-substitution-trajectories.pdf> [Dostęp: 15.12.2023].
- Kirchherr i in. 2017 – Kirchherr, J., Reike, D. i Hekkert, M. 2017 – Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions. *Resources, Conservation and Recycling* 127, s. 221–232, DOI: 10.1016/j.resconrec.2017.09.005
- Kolodziej i in. 2007 – Kolodziej, M., Baranowska, I. i Matyja, A. 2007 – Determination of Platinum in Plant Samples by Voltammetric Analysis. *Electroanalysis* 19(15), s. 1585–1589, DOI: 10.1002/elan.200703876.
- Krähenbühl i in. 2006 – Krähenbühl, U., Fragnière, C. i Haldimann, M. 2006 – An Environmental Case History of Platinum. *CHIMIA International Journal for Chemistry* 60(6), s. 337–337, DOI: 10.2533/000942906777836336.
- LBMA PALLADIUM. [Online] <https://www.lme.com/Metals/Precious-metals/Palladium> [Dostęp: 23.09.2023].
- Limbeck i in. 2006 – Limbeck, M., Wamhoff, H., Rölle, T. i Griebenow, N. 2006 – Palladium-catalyzed α -arylation of ketones on solid support: scope and limitations. *Tetrahedron Letters* 47(17), s. 2945–2948, DOI: 10.1016/j.tetlet.2006.02.112.
- Lough i in. 2005 – Lough, G.C., Schauer, J.J., Park, J.-S., Shafer, M.M., DeMinter, J.T. i Weinstein, J.P. 2005 – Emissions of Metals Associated with Motor Vehicle Roadways. *Environmental Science & Technology* 39(3), s. 826–836, DOI: 10.1021/es048715f.
- Løvik i in. 2018 – Løvik, A.N., Hagelüken, C. i Wäger, P. 2018 – Improving supply security of critical metals: Current developments and research in the EU. *Sustainable Materials and Technologies* 15, s. 9–18, DOI: 10.1016/j.susmat.2018.01.003.
- Moldovan, M. 2007. Origin and fate of platinum group elements in the environment. *Analytical and Bioanalytical Chemistry* 388, s. 537–540, DOI: 10.1007/s00216-007-1234-y.
- Moztota, B. 2010 – Structuring Strategic Design Management: Michael Porter's Value Chain. *Design Management Review* 9(2), DOI: 10.1111/j.1948-7169.1998.tb00201.x.

- Osterwalder, A. i Pigneur, Y. 2010. Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers.
- Puig, A. i Alvarado, J. 2006 – Evaluation of four sample treatments for determination of platinum in automotive catalytic converters by graphite furnace atomic absorption spectrometry. *Spectrochimica Acta Part B: Atomic Spectroscopy* 61(9), s. 1050–1053, DOI: 10.1016/j.sab.2006.10.001.
- Ravindra i in. 2004 – Ravindra, K, Bencs, L. i Van Grieken, R. 2004 – Platinum group elements in the environment and their health risk. *Science of the Total Environment* 318(1–3), s. 1–43, DOI: 10.1016/S0048-9697(03)00372-3.
- Rok, B. 2019. Zamykanie obiegu zasobów to otwieranie możliwości biznesowych. [W:] M. Kraciewicz (red). *15 polskich przykładów gospodarki o obiegu zamkniętym. Część IV* (9–12). Forum Odpowiedzialnego Biznesu. [Online] https://odpowiedzialnybiznes.pl/wp-content/uploads/2019/11/FOB_15-przykladow-CSRwPL-GOZ.pdf [Dostęp: 21.11.2023].
- Ryczkowski, J. 2003 – Katalizatory samochodowe. *LAB* 4, s. 13–19.
- Torrejos i in. 2020 – Torrejos, R., Nisola, G., Min, S., Han, J., Lee, S. i Chung, W. 2020. Highly selective extraction of palladium from spent automotive catalyst acid leachate using novel alkylated dioxo-dithiacrown ether derivatives. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry* 89, s. 428–435, DOI: 10.1016/j.jiec.2020.06.015.
- Trinh i in. 2019 – Trinh, H., Lee, J., Srivastava, R. i Kim, S. 2019 – Total recycling of all the components from spent auto-catalyst by NaOH roasting-assisted hydrometallurgical route. *Journal of Hazardous Materials* 379, DOI: 10.1016/j.jhazmat.2019.120772.
- Twigg, M.V. 2007 – Progress and future challenges in controlling automotive exhaust gas emissions. *Applied Catalysis B: Environmental* 70(1–4), s. 2–15, DOI: 10.1016/j.apcatb.2006.02.029.
- Umicore Investor Presentation. [Online] <https://www.umicore.com/storage/group/investor-presentation-october.pdf> [Dostęp: 30.09.2023].
- Xun i in. 2020 – Xun, D., Hao, H., Sun, X., Liu, Z. i Zhao, F. 2020 – End-of-life recycling rates of platinum group metals in the automotive industry: Insight into regional disparities. *Journal of Cleaner Production* 266, DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.121942.
- Zhang i in. 2017 – Zhang, S., Ding, Y., Liu, B. i Chang, C.C. 2017 – Supply and demand of some critical metals and present status of their recycling in WEEE. *Waste Management* 65, s. 113–127, DOI: 10.1016/j.wasman.2017.04.003.
- Zimmermann, S. i Sures, B. 2004. Significance of platinum group metals emitted from automobile exhaust gas converters for the biosphere. *Environmental Science and Pollution Research International* 11(3), s. 194–199, DOI: 10.1007/BF02979675.

Znaczenie recyklingu katalizatorów samochodowych w kontekście odzysku metali z grupy platynowców

Słowa kluczowe: katalizatory, surowce krytyczne, PGM, recykling katalizatorów, GOZ

Streszczenie: Coraz większa świadomość społeczna dotycząca emisji zanieczyszczenia powietrza, idących za tym skutków, jak również zaostżanie norm i przepisów, ma bardzo duży wpływ na przemysł, transport i energetykę. Zastosowanie katalizatorów stanowi jedno z rozwiązań problemu minimalizacji emisji toksycznych związków i obniżenia ilości spalin emitowanych do atmosfery podczas spalania paliw w różnych środkach transportu. Katalizatory w swojej budowie zawierają kombinację trzech metali: Pt, Pd i Rh, które stanowią kluczowy element, minimalizujący emisję szkodliwych substancji. Ze względu na ciągły rozwój sektora motoryzacji i zwiększającą się ilość pojazdów, produkcja katalizatorów samochodowych jest największym sektorem popytu i zużycia PGM (metali z grupy platynowców). Większość badań i ekspertyz przewiduje, że w związku z tym przyszłe zapotrzebowanie na te krytyczne metale wzrośnie. Ciągnie to za sobą konieczność recyklingu katalizatorów i zawracania PGM w procesie produkcyjnym, tak aby minimalizować wydobycie ich ze źródeł pierwotnych.

Importance of recycling automotive catalytic converters in the context of recovery of platinum group metals

Keywords: catalysts, critical raw materials, PGM, catalysts recycling, CE

Abstract: Increasing public awareness of air pollution emissions, the consequences that follow, as well as the tightening of standards and regulations, has a very strong impact on industry, transportation and energy. The use of catalysts is one of the solutions to the problem of minimizing the emission of toxic emissions and decreasing the amount of exhaust gases emitted to the atmosphere during the combustion of fuels in various means of transportation. In their construction, catalysts contain a combination of three metals, Pt, Pd and Rh, which are key elements that minimize harmful emissions. Due to the continuous development of the automotive sector and the increasing number of vehicles on the Polish market, the production of automotive catalysts is the largest sector of demand and consumption of PGMs (platinum group metals). Most studies and expert opinions predict that future demand for these critical metals will increase as a result. This brings with it the need to recycle catalytic converters and turn back PGMs in the production process, so as to minimize their extraction from primary sources.

Spis Recenzentów

Beata Barszczowska
Bartosz Ceran
Wojciech Franus
Zbigniew Grudziński
Mirosław Janowski
Jacek Kamiński
Jarosław Kulpa
Eugeniusz Mokrzycki
Wojciech Naworyta
Piotr Olczak
Tadeusz Olkusi
Urszula Ozga-Blaschke
Monika Peplowska
Wiktoria Sobczyk
Katarzyna Stala-Szlugaj
Radosław Szczerbowski
Jarosław Szlugaj
Adam Szurlej

ISBN 978-83-67606-33-2