



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk

Streszczenia

XXXVIII KONFERENCJA

z cyklu:

ZAGADNIENIA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH
I ENERGII W GOSPODARCE KRAJOWEJ

**Gospodarka-Surowce-Energia-
-Środowisko-Społeczeństwo**



2025

Zakopane, 19–22 października 2025



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk



Streszczenia

XXXVIII KONFERENCJA

Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej

pod tytułem

Gospodarka-Surowce-Energia- -Środowisko-Społeczeństwo

pod patronatem:

Komitetu Górnictwa PAN

Komitetu Problemów Energetyki PAN

Główni Partnerzy Konferencji



19–22 października 2025 r., Zakopane

Redaktor wydania: dr hab. inż. Zbigniew GRUDZIŃSKI, prof. instytutu
dr hab. inż. Katarzyna STALA-SZLUGAJ, prof. instytutu

Komitety Naukowy Konferencji

Eugeniusz MOKRZYCKI	– Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (Przewodniczący)
Zbigniew GRUDZIŃSKI	– Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (Wiceprzewodniczący)
Katarzyna STALA-SZLUGAJ	– Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (Wiceprzewodnicząca)
Ireneusz BAIC	– Sieć Badawcza Łukasiewicz. Warszawski Instytut Technologiczny
Beata BARSZCZOWSKA	– Akademia Górnośląska im. W. Korfantego w Katowicach
Bartosz CERAN	– Politechnika Poznańska
Tadeusz CHMIELNIAK	– Politechnika Śląska
Jakub DĄBROWSKI	– Politechnika Poznańska
Waldemar DOŁĘGA	– Politechnika Wrocławska
Krzysztof GALOS	– Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN
Lidia GAWLIK	– Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN
Janusz LEWANDOWSKI	– Politechnika Warszawska
Ludwik PIEŃKOWSKI	– Akademia Górniczo-Hutnicza
Czesława ROSIK-DULEWSKA	– Instytut Podstaw Inżynierii Środowiska PAN
Leokadia RÓG	– Główny Instytut Górnictwa
Mariusz RUSZEL	– Politechnika Rzeszowska
Jakub SIEMEK	– Akademia Górniczo-Hutnicza
Andrzej STRUGAŁA	– Akademia Górniczo-Hutnicza
Krzysztof ZAMASZ	– Instytut Transformacji Energetycznej, Akademia WSB

Komitet Organizacyjny Konferencji

Przewodniczący:	dr hab. inż. Zbigniew GRUDZIŃSKI, prof. instytutu
Sekretarze:	dr inż. Urszula OZGA-BLASCHKE dr hab. inż. Katarzyna STALA-SZLUGAJ, prof. instytutu
Członkowie:	prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI dr hab. inż. Lidia GAWLIK, prof. instytutu Renata GRUDZIŃSKA

Z ramienia Instytutu GSMiE PAN konferencję organizuje:
Pracownia Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego

Łamanie: Beata Stankiewicz
Opieka redakcyjna: Małgorzata Olszewska

Adres do korespondencji:
ul. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków
e-mail: rynek@min-pan.krakow.pl; <https://se.min-pan.krakow.pl/>
tel.: 12 632-27-48

ISBN 978-83-67606-64-6
eISBN 978-83-67606-65-3

Spis treści

Beata BARSZCZOWSKA, Mirosław SKIBSKI Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po ośmiu miesiącach 2025 roku	7
Andrzej BROŻEK, Karina MICHALUK, Daria POLEK Optymalizacja kosztowa cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw energochłonnych w dobie aktualnych zmian na rynkach paliw i energii	8
Wiktoria BRZEZIŃSKA-PACIOREK, Aleksandra CZUL, Artur DYCZKO Centralne Archiwum Geologiczne i jego wsparcie bezpieczeństwa transformacji energetycznej	10
Bartosz CERAN, Daria ZŁOTECKA, Robert WRÓBLEWSKI Analiza wpływu zmiany struktury sektora wytwórczego KSE na wartości wybranych wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia	12
Andrzej CHMIELA, Beata BARSZCZOWSKA, Mirosław KINE Środowiskowe skutki eksploatacji węgla kamiennego w Polsce. Wybrane wnioski z monitoringu prowadzonego przez ARP SA	13
Tadeusz CHMIELNIAK, Czesława ROSIK-DULEWSKA, Tomasz CHMIELNIAK Funkcje nowych technologii, w tym technologii wodorowych, w realizacji scenariuszy Net Zero Emissions...	15
Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ, Tomasz GŁOWIENKO, Łukasz OSUCHOWSKI, Łukasz LELEK, Piotr KUNECKI, Magdalena WDOVIN Popioły lotne oraz odpady pogórnice jako potencjalne źródło pierwiastków ziem rzadkich	17
Waldemar DOŁĘGA Analiza wpływu nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych na infrastrukturę elektroenergetyczną	19
Krzysztof DUDA Strategie inwestycyjno-ekonomiczne w sektorze energetyczno-ciepłowniczym: proces kształtowania i benchmarking największych spółek energetycznych w Polsce	20
Lidia GAWLIK, Eugeniusz MOKRZYCKI Bezpieczeństwo zrównoważonych dostaw energii	22
Natalia GENEROWICZ-CABA, Joanna KULCZYCKA Analiza porównawcza badań LCA cementu z dodatkiem materiałów alternatywnych – waloryzacja odpadów i ich wykorzystanie na przykładzie projektu ValorWaste	25
Tomasz GŁOWIENKO, Marta MARCZAK-GRZESIK, Łukasz OSUCHOWSKI, Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ, Łukasz LELEK, Magdalena WDOVIN Termolityczne przetwarzanie łopat wiatraków jako sposób gospodarowania problematycznymi odpadami z OZE	27
Monika GOWIN, Patryk NALEPKA, Aleksander PIECUCH Mechanizmy rezerwy strategicznej w Unii Europejskiej – przykłady i dalsza perspektywa	29
Zbigniew GRUDZIŃSKI Węgiel, gaz, ropa na rynku międzynarodowym	31

Zbigniew GRUDZIŃSKI, Katarzyna STALA-SZLUGAJ, Urszula OZGA-BLASCHKE	
Rynek energii elektrycznej w Polsce	33
Olga JANIKOWSKA, Joanna KULCZYCKA	
Edukacja dla zrównoważonego dialogu społecznego w sektorze surowców. Teoria i studium przypadku RM SLO PLUS Hub	35
Olga JANIKOWSKA, Joanna KULCZYCKA	
Zarządzanie transformacją energetyczną w regionach postgórnictwa. Model deliberatywno-policyjny	37
Marcin KARPIŃSKI, Olga CELARY, Paweł JAMROZIK	
Efektywność energetyczna systemów ciepłowniczych w świetle uwarunkowań polityki energetyczno-klimatycznej	39
Marcin KARPIŃSKI, Paweł JAMROZIK, Jerzy STOPA	
Zaprzestanie energetycznego wykorzystania metanu z odmetanowania kopalń – przyczyny i konsekwencje	41
Beata KĘPIŃSKA, Marek HAJTO	
Stan wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2024–2025	43
Anna KIELERZ, Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK	
Energetyka węglowa w Unii Europejskiej: schyłek epoki czy strategiczna rezerwa?	54
Tomasz KLAPSA	
Kompensacja energii w konwencjonalnych blokach energetycznych	55
Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK, Julia GODYŃ, Mikołaj PAWLAK, Kinga WAWRZONEK	
Obszary zaburzone działalnością górniczą i formy antropogeniczne – rozmieszczenie w województwie śląskim	57
Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK, Said MAKOUDI	
Odpady ulegające biodegradacji w wybranych sektorach gospodarki jako potencjał do produkcji biogazu....	59
Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK, Said MAKOUDI	
Tekstylna frakcja energetyczna w strumieniu niesegregowanych odpadów komunalnych i prognozowane zmiany	61
Alicja KOT-NIEWIADOMSKA, Jarosław KAMYK	
Projekt CEEGS – międzysektorowa technologia w transformacji energetycznej. Scenariusze geologiczne	63
Robert KUBICA, Tomasz MIROWSKI, Julia DOMAGAŁA	
Dekarbonizacja sektora bytowo-komunalnego w Polsce do 2040 roku – porównanie emisyjności źródeł grzewczych według scenariuszy w projekcie ReduCost	65
Magdalena LAZAREK-JANOWSKA, Paweł WŁOCH	
Analiza wpływu generacji odnawialnych źródeł energii na ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii	66
Janusz LEWANDOWSKI	
Energoelektryka i ciepłownictwo na drodze do neutralności klimatycznej	67
Tomasz MIROWSKI, Julia DOMAGAŁA, Wiktor PACURA, Maciej STODÓŁKIEWICZ	
Przegląd nowoczesnych trendów w wykorzystaniu biomasy w kontekście realizacji polityki klimatyczno-energetycznych krajów OECD do 2050 roku	68
Kamil MISIUREK, Tadeusz OLKUSKI, Janusz ZYŚK	
Zwiększenie efektywności energetycznej dzięki zaawansowanym modelom prognozowania	69

Piotr OLCZAK, Michał KOPACZ Analiza wyboru parametrów pracy magazynu energii współpracującego z turbiną wiatrową	71
Urszula OZGA-BLASCHKE Międzynarodowy rynek węgla koksowego	72
Monika PEPŁOWSKA, Wit HUBERT Studium przypadku wspólnoty mieszkaniowej Przylesie: wnioski z projektu Co-Sustain	73
Justyna PŁOTEK, Emil HANC Magazynowanie energii z wykorzystaniem halogenkowych elektrolitów stałych w ogniwach typu Na-ion	74
Maja RADTKE, Dominik PTASZKOWSKI, Radosław PICH, Kamil KORYCIŃSKI, Filip STUDZIŃSKI Opracowanie metodyki i budowa stanowiska laboratoryjnego wraz z analizą wyników badań przepływów w instalacjach otworowych wymienników ciepła dla różnych nośników, ich prędkości w rurach oraz temperatur	75
Czesława ROSIK-DULEWSKA Wybrane produkty spalania nośników energii w świetle sekwencyjnej ekstrakcji chemicznej/zagrożenia dla środowiska	76
Bogdan SKRUCH, Klaudia BAŃCZYK, Jerzy WAJS, Marcin ZNISZCZOŁ, Jacek SZCZUDŁO, Piotr PASIOWIEC, Barbara TORA Przesiewacz odwadniający do drobno uziarnionych materiałów – analiza wyników pracy na stanowisku testowym w ZPMW KWK „Knurów-Szczygłowie”	77
Wiktoria SOBCZYK, Carlijn van der LUIT, Darek PETERSEN, Delphine SOUQUET, Jean-Dominique BEWOIN-FILS The Rance tidal power station and its impact on the environment	80
<i>Elektrownia pływowa Rance i jej wpływ na środowisko</i>	
Sławomir SOWA Realizacja celów zrównoważonego rozwoju w zakresie dostępności czystej energii	82
Katarzyna STALA-SZLUGAJ Efektywność energetyczna gospodarstw domowych w Polsce w świetle obowiązujących regulacji prawnych	86
Katarzyna STALA-SZLUGAJ, Dorota STĘPLEWSKA Mikroplastik i jego potencjalna emisja w procesie produkcji energii	88
Jan A. STEFANOWICZ Eksploracja i eksploatacja złóż kopalin, kompatybilność z rozwojem inwestycji w OZE i magazynami energii	89
Tomasz SURMA, Krzysztof ZAMASZ, Jakub DĄBROWSKI Łączenie rynków (<i>market coupling</i>) elektroenergetycznego i ciepłowniczego jako szansa na przyspieszenie transformacji sektora energetycznego.....	93
Radosław SZCZERBOWSKI, Agata MIELCAREK Analiza porównawcza transformacji energetycznej Polski i Niemiec	95
Jarosław SZLUGAJ Gips syntetyczny – gasnący surowiec „energetyczny”	97
Marek WASILEWSKI, Lakhbir Singh BRAR Novel hybrid cyclone geometries in CFB systems as a tool for reducing pressure losses and improving energy efficiency	98

Innowacyjne hybrydowe geometrie cyklonów w układach CFB jako narzędzie ograniczania strat ciśnienia i poprawy efektywności energetycznej

Tomasz WŁODEK, Adam SZURLEJ

Znaczenie PMG w kontekście istotnych zmian kierunków zaopatrzenia krajów UE w gaz ziemny 100

**Janusz ZYŚK, Maciej RACZYŃSKI, Artur WYRWA, Sabina MICHALSKA, Emilia WYRWA,
Marcin PLUTA, Tadeusz OLKUSKI, Wojciech SUWAŁA**

Wybrane ekonomiczne i społeczne aspekty osiągnięcia neutralności klimatycznej przez województwo małopolskie 103

Aleksandra BURCZYK, Jacek WITEK, Jan MARCISZ

Zarządzanie modelem produkcji węgla koksowego i do celów energetycznych w JSW SA 105

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po ośmiu miesiącach 2025 roku

Beata BARSZCZOWSKA*, Mirosław SKIBSKI**

** Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie, Oddział w Katowicach,*

*** Akademia Górnośląska im. W. Korfantego w Katowicach*

e-mail: beata.barszczowska@katowice.arp.pl; mirosław.skibski.barszczowska@katowice.arp.pl

W niniejszym opracowaniu przedstawiono aktualną sytuację sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce na podstawie danych za okres ośmiu miesięcy 2025 roku. Analiza została przeprowadzona w oparciu o wybrane wskaźniki i mierniki obrazujące kondycję branży, pochodzące z badania statystycznego „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego”, realizowanego przez katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie. Zaprezentowano także zagadnienia związane z pomocą publiczną dla sektora.

The state of the hard coal mining sector in Poland after eight months of 2025

In this study, the current state of the hard coal mining sector in Poland is presented based on data covering the first eight months of 2025. The analysis was conducted using selected indicators and metrics that reflect the condition of the industry, derived from the statistical survey “Hard and Lignite Coal Mining”, carried out by the Katowice Branch of the Industrial Development Agency (Agencja Rozwoju Przemysłu SA) in Warsaw. The study also addresses issues related to public aid provided to the sector.

Optymalizacja kosztowa cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw energochłonnych w dobie aktualnych zmian na rynkach paliw i energii

Andrzej BROŻEK*, Karina MICHALUK*, Daria POLEK*

** Polenergia Obrót SA*

*e-mail: andrzej.brozek@polenergia.pl; karina.michaluk@polenergia.pl;
daria.polek@polenergia.pl*

Dynamika zmian na rynkach paliw i energii w ostatnich latach, wynikająca z kryzysów geopolitycznych, transformacji energetycznej oraz rosnących kosztów emisji CO₂, stanowi poważne wyzwanie dla przedsiębiorstw energochłonnych, które w konsekwencji zmuszone są do wdrażania zaawansowanych strategii optymalizacji kosztów energii elektrycznej. Wysoki, a zarazem silnie zmienny poziom cen energii staje się obecnie kluczowym czynnikiem ryzyka, ograniczającym konkurencyjność przemysłu wielkoskalowego. Z tego powodu optymalizacja kosztowa przestaje być jedynie działaniem zmierzającym do zwiększenia oszczędności, a staje się także istotnym elementem strategicznego zarządzania ryzykiem przedsiębiorstwa. Przewidywalność oraz stabilność cen energii są zatem jednymi z kluczowych elementów warunkujących skuteczne funkcjonowanie przedsiębiorstw charakteryzujących się wysokim zużyciem energii elektrycznej. Proces jej zakupu wymaga wielowymiarowej perspektywy oraz ciągłego monitoringu zmian zachodzących na rynkach paliw i energii, jak również na rynkach pokrewnych. Zarządzanie tym procesem wymaga zatem ciągłego zarządzania pozycją rynkową w perspektywie krótko- i długoterminowej, zależnie od indywidualnych potrzeb przedsiębiorstwa. W perspektywie długoterminowej coraz większą rolę odgrywa wykorzystanie nowoczesnych i szytych na miarę kontraktów PPA (ang. Power Purchase Agreement), których podstawową przewagą nad kontraktami terminowymi oferowanymi przez giełdę jest możliwość ustabilizowania ceny energii elektrycznej w perspektywie wieloletniej. Również w wymiarze krótkoterminowym optymalizacja kosztowa ma fundamentalne znaczenie dla bieżącej działalności przedsiębiorstwa, szczególnie wobec obserwowanej w ostatnich miesiącach wyjątkowej zmienności cen na rynku dnia następnego.

Nie budzi zatem wątpliwości teza, że funkcjonowanie i utrzymywanie przewagi konkurencyjnej, szczególnie w przemyśle energochłonnym, nie tylko w Polsce, lecz także w całej Europie, jest wyzwaniem niezwykle skomplikowanym w obecnych warunkach rynkowych. Dlatego też wykorzystanie specjalistycznych narzędzi umożliwiających utrzymanie stabilności i przewidywalności cen energii elektrycznej w horyzoncie krótko- i długoterminowym w praktyce może kreować przyszłość danego przedsiębiorstwa.

W referacie podjęto próbę przybliżenia obecnych zmian na rynkach paliw i energii oraz omówienia ich wpływu na ceny energii elektrycznej w Polsce, przy jednoczesnym przedstawieniu najważniejszych narzędzi umożliwiających stabilizację cen energii w perspektywie krótko- i długoterminowej.

Centralne Archiwum Geologiczne i jego wsparcie bezpieczeństwa transformacji energetycznej

Wiktoria BRZEZIŃSKA-PACIOREK*, Aleksandra CZUL*, Artur DYCZKO*

* Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy
e-mail: wbrz@pgi.gov.pl; aczu@pgi.gov.pl; adyc@pgi.gov.pl

W dobie transformacji energetycznej dostęp do wiarygodnych, aktualnych i kompleksowych danych geologicznych staje się fundamentem bezpiecznego planowania inwestycji oraz zarządzania zasobami naturalnymi. Zgodnie z art. 162 ust. 1 pkt 2 Ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2025, poz. 1023, t.j.) prowadzenie Centralnego Archiwum Geologicznego (CAG) należy do zadań państwowej służby geologicznej, którą pełni Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB). Archiwum to stanowi element krajowej infrastruktury geologicznej, zapewniając systematyczne gromadzenie, przechowywanie i udostępnianie informacji geologicznej, niezbędnej dla racjonalnego gospodarowania surowcami, ochrony środowiska oraz planowania inwestycji infrastrukturalnych i energetycznych.



Rys. 1. Lokalizacja Archiwów Próbek oraz Archiwów Dokumentów Geologicznych Centralnego Archiwum Geologicznego

Zasoby CAG pochodzą z działalności naukowej i komercyjnej PIG-PIB, organów administracji geologicznej oraz sektora prywatnego. Archiwum gromadzi dokumentację geologiczną, hydrogeologiczną, złożową, geofizyczną, mapy oraz inne opracowania, które wspomagają badania naukowe, planowanie przestrzenne, gospodarowanie zasobami naturalnymi oraz zarządzanie środowiskiem.

Zasoby CAG (dokumenty i próbki geologiczne) zarchiwizowane są łącznie w piętnastu lokalizacjach na terenie całej Polski. Próby archiwizowane są w postaci rdzeni, prób okruchowych, rdzenników bocznych i prób pomniejszych. To bogate źródło danych, które jest podstawą prowadzenia działań zarówno państwowej służby geologicznej, jak i podmiotów zajmujących się poszukiwaniem złóż.

Integralną częścią CAG jest Archiwum Cyfrowe, które umożliwia digitalizację materiałów analogowych oraz gromadzenie dokumentów w formie elektronicznej. Dzięki temu znacznie zwiększa się dostępność zgromadzonych danych i ich efektywne wykorzystanie przez administrację, naukę oraz biznes.

Dostęp (wgląd i pełne udostępnianie) do informacji geologicznej zgromadzonej w CAG jest realizowany na podstawie:

- Ustawy Prawo geologiczne i górnicze (2011);
- Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 października 2017 r. w sprawie gromadzenia i udostępniania informacji geologicznej (Dz.U. 2017, poz. 2075), z uwzględnieniem warunków określonych Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie korzystania z informacji geologicznej za wynagrodzeniem (Dz.U. 2011, Nr 292, poz. 1724);
- zasad dostępu (określonych zarządzeniem Dyrektora PIG-PIB nr 36 z dnia 4 listopada 2021 r.) do informacji geologicznej gromadzonej przez państwową służbę geologiczną w zasobach Centralnego Archiwum Geologicznego oraz bazach danych geologicznych.

CAG nie tylko pełni funkcję technicznego zaplecza gromadzenia i przechowywania informacji geologicznej, lecz także stanowi istotne narzędzie wspierające rozwój gospodarczy, bezpieczeństwo surowcowe oraz podejmowanie świadomych decyzji planistycznych i inwestycyjnych.

Analiza wpływu zmiany struktury sektora wytwórczego KSE na wartości wybranych wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia

Bartosz CERAN*, Daria ZŁOTECKA*, Robert WRÓBLEWSKI*

** Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań
e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl*

Transformacja sektora elektroenergetycznego ma na celu przede wszystkim zmniejszenie wartości wskaźnika emisyjności na produkcję jednostki energii elektrycznej. W związku z powyższym obserwuje się w ostatnich latach wprowadzanie do systemu elektroenergetycznego technologii proekologicznych, takich jak farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że te technologie w porównaniu z jednostkami konwencjonalnymi charakteryzują się dużo mniejszymi wartościami rocznego czasu użytkowania mocy zainstalowanej.

W związku z powyższym zmiana struktury sektora wytwórczego, mająca na celu zastępowanie źródeł konwencjonalnych tzw. technologiami zeroemisyjnymi o stochastycznym charakterze pracy, wpływa na wartości wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia. Do wyżej wymienionych wskaźników należą: roczny stopień obciążenia, roczny stopień wyrównania oraz roczny stopień wyzyskania mocy zainstalowanej. Ponadto do opisu rocznego wykresu obciążenia można wykorzystać czas użytkowania mocy zainstalowanej oraz czas użytkowania mocy szczytowej, wartość obciążenia szczytowego, wartość obciążenia minimalnego i obciążenie średnie.

W artykule zostaną przedstawione wyniki analiz mających na celu określenie wpływu zmiany struktury sektora wytwórczego, która nastąpiła w ostatnich dziesięciu latach, związanej z postępującą transformacją sektora elektroenergetycznego, na wybrane wskaźniki charakteryzujące roczny wykres obciążenia. Do przeprowadzenia analiz zostaną wykorzystane dane pobrane ze strony operatora sieci przesyłowej PSE SA.

W pracy autorzy scharakteryzują roczny kalendarzowy oraz uporządkowany wykres obciążenia. Szczególna uwaga zostanie poświęcona zmianie wartości wskaźnika wyzyskania mocy zainstalowanej.

Słowa kluczowe: sektor wytwórczy, roczny wykres obciążenia, wskaźniki, czas użytkowania mocy zainstalowanej

Środowiskowe skutki eksploatacji węgla kamiennego w Polsce. Wybrane wnioski z monitoringu prowadzonego przez ARP SA

Andrzej CHMIELA*, Beata BARSZCZOWSKA*,**, Mirosław KINE*

** Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Katowice*

*** Akademia Górnośląska w Katowicach im. W. Korfantego, Katowice*

*e-mail: andrzej.chmiela@katowice.arp.pl; beata.barszczowska@akademiagornoslaska.pl;
miroslaw.kine@katowice.arp.pl;*

Działalność przemysłowa ludzkości i wspierające ją wydobycie surowców mineralnych są jednymi z największych emitentów czynników degradujących środowisko naturalne. Niezależnie od formy jej prowadzenia zarówno aktualna, jak i zaniechana działalność górnicza wpływa na litosferę, hydrosferę i atmosferę. Procesy dekarbonizacji gospodarek powodują odchodzenie od pozyskiwania energii z paliw kopalnych. Polska energetyka w znacznej mierze opiera się na pozyskiwaniu energii z paliw kopalnych. Natychmiastowe odejście polskiej energetyki od węgla jest niemożliwe. Dla bezpiecznego przejścia transformacji konieczny jest okres przejściowy. Zgodnie z zawartą tzw. umową społeczną z prowadzeniem działalności górniczej w Polsce należy się liczyć co najmniej do 2049 roku. W okresie przejściowym zadaniem polskich producentów węgla kamiennego będzie dostarczenie wystarczającego wolumenu paliw dla energetyki. Należy się przy tym liczyć z ciągłą emisją czynników negatywnie wpływających na środowisko naturalne. Niestety, nawet natychmiastowe zaprzestanie działalności górniczej nie przyniesie szybkiej poprawy.

Katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA od 2003 r. monitoruje przebieg restrukturyzacji sektora wydobycia węgla kamiennego w Polsce. Podstawą prawną prowadzonego nadzoru jest art. 25 Ustawy z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego. Dodatkowo rokrocznie zawierane są umowy z ministrem właściwym ds. gospodarki złożami kopalin. Dane na poziomie zagregowanym, obejmujące zarówno spółki wydobywcze państwowe, jak i prywatne, publikowane są na stronie www.polskirynkwęgla.pl. Na podstawie zbieranych przez ARP SA danych sprawozdawczych sektora w artykule przedstawiono wybrane środowiskowe skutki eksploatacji węgla kamiennego w Polsce w latach 2015–2024. Dla zaprezentowanych w tekście skutków środowiskowych wskazano najważniejsze przyczyny ich powstawania. Przedstawione wyniki statystycznego przeglądu zakresu i zmian w emisji do

środowiska mogą posłużyć do prognozowania potencjalnych zmian i kierunków transformacji sektora wydobywania węgla kamiennego.

Słowa kluczowe: wydobywanie węgla kamiennego, restrukturyzacja górnictwa, wpływ środowiskowy, dekarbonizacja gospodarki, zmiany klimatyczne

Environmental effects of hard coal mining in Poland, selected conclusions from monitoring conducted by ARP SA

Humanity's industrial activity and the mineral extraction that supports it are among the largest emitters of environmentally degrading factors. Regardless of the form of mining activity, both current and abandoned mining operations impact the lithosphere, hydrosphere, and atmosphere. Decarbonization processes are leading to a shift away from fossil fuel energy sources. The Polish energy sector relies heavily on fossil fuels. An immediate transition from coal is impossible. A transition period is necessary to safely transition. According to the so-called social contract, mining operations in Poland should continue until at least 2049. During this transition period, Polish hard coal producers will be responsible for providing sufficient fuel volumes for the energy sector, while also recognizing the continued release of emissions that negatively impact the natural environment. Unfortunately, even an immediate cessation of mining operations will not bring about a rapid improvement.

The Katowice Branch of the Industrial Development Agency (ARP) has been monitoring the restructuring of the Polish hard coal mining sector since 2003. The legal basis for this oversight is Article 25 of the Act of September 7, 2007, on the Functioning of the Hard Coal Mining Industry. Additionally, agreements are concluded annually with the minister responsible for the management of mineral deposits. Aggregated data covering both state-owned and private mining companies is published on the website www.polskirynekwegla.pl. Based on sector reporting data collected by ARP SA, this article presents selected environmental impacts of hard coal mining in Poland from 2015 to 2024. The most important causes of the environmental impacts presented in the text are identified. The presented results of a statistical review of the scope and changes in environmental emissions can be used to forecast potential changes and directions of transformation in the hard coal mining sector.

Keywords: hard coal mining, mining restructuring, environmental impact, decarbonization of the economy, climate change

Funkcje nowych technologii, w tym technologii wodorowych, w realizacji scenariuszy Net Zero Emissions

Tadeusz CHMIELNIAK* , Czesława ROSIK-DULEWSKA** ,
Tomasz CHMIELNIAK***

* *Politechnika Śląska, Gliwice, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych*

** *Uniwersytet Opolski, Opole, Instytut Inżynierii Środowiska i Biotechnologii*

*** *AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Katedra Maszyn Ciepłych
i Przepływowych*

*e-mail: tadeusz.chmielniak@polsl.pl; czeslawa.rosik.dulewska@ipis.zabrze.pl;
dulewska@uni.opole.pl; chmielniak@agh.edu.pl*

UE i wiele państw deklaruje uzyskanie do 2050 r. neutralności klimatycznej, skutkującej ograniczeniem globalnego ocieplenia o 1,5–2°C. Jej osiągnięcie wymaga wprowadzenia różnych klas technologii. O ich rodzaju decyduje głównie struktura emisji ditlenku węgla do atmosfery (energetyka – ok. 40% globalnych emisji, transport – ok. 25%, pozostałe emisje: przemysł ciężki – hutnictwo, cement, chemia, rolnictwo i budownictwo – emisje rozproszone) oraz przewidywany potencjał techniczno-ekonomiczny możliwych do opracowania technologii paliwowych i konwersji energetycznych. Opracowano wiele normatywnych scenariuszy osiągnięcia założonych celów. Różnią się one rodzajem przyjętych technologii, skalą rozwoju gospodarczego oraz kształtowaniem się sytuacji demograficznej. Warto tu wymienić: Roadmap A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach, IEA 2023 Update, Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector, IEA Special Report 2021. Wymienione opracowania i wiele innych, np. (Minx i in. 2018), stanowią podstawę do analiz rozwoju i oceny wagi różnych technologii. Podstawowe rodzaje branych pod uwagę technologii energetycznych to: OZE (energetyka wiatrowa i słoneczna), technologie jądrowe, w tym SMR-y, technologie wodorowe, geotermia, technologie paliw kopalnych z CCS. Szczególną rolę przypisuje się technologiom „ujemnych emisji” (Negative Emissions Technologies – NET). Pod tym pojęciem rozumie się zazwyczaj celowe działanie człowieka na rzecz usunięcia emisji CO₂ z atmosfery (Tokimatsu K. i in. 2016). Wyróżniamy tu głównie działania obejmujące konwersję biosurowców z wychwytywaniem i składowaniem ditlenku węgla (BECCS – BioEnergy with Carbon Capture and Storage). Można wnioskować, że zeroemisyjne systemy gospodarcze, charakteryzujące się globalnym wzro-

stem ekonomicznym, będą możliwe dzięki rozwojowi i wdrożeniu ambitnych, zaawansowanych technologii energetycznych, wspieranych nowymi technologiami informatycznymi oraz postępem w integracji różnych klas technologii.

Słowa kluczowe: neutralność klimatyczna, technologiczne scenariusze zeroemisyjne

Literatura

Minx J.C. i in. 2018 – Negative emissions. Part 1: Research landscape and synthesis. *Environmental Research Letters* 13(6), DOI: 10.1088/1748-9326/aabf9b.

Tokimatsu K. i in. 2016 – Role of innovative technologies under the global zero emissions scenarios. *Applied Energy* 162, s. 1483–1493, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.02.051.

Popioły lotne oraz odpady pogórnice jako potencjalne źródło pierwiastków ziem rzadkich

Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ*, Tomasz GŁOWIENKO**, Łukasz OSUCHOWSKI***, Łukasz LELEK*, Piotr KUNECKI*, Magdalena WDOWIN*

* *Institut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*

** *Geminus Sp. z o.o.*

*** *Wojskowa Akademia Techniczna*

e-mail: dczarna@min-pan.krakow.pl; t.glowienko@geminus.com.pl;

lukasz.osuchowski@wat.edu.pl; lelek@min-pan.krakow.pl, pkunecki@min-pan.krakow.pl; wdowin@min-pan.krakow.pl

Pierwiastki ziem rzadkich (REE), obejmujące grupę 15 lantanowców oraz skand i itr, zyskują szerokie zainteresowanie ze względu na możliwość wykorzystania ich w kluczowych obszarach, jak elektronika, przemysł motoryzacyjny, energetyka odnawialna. Rosnące zapotrzebowanie przy jednoczesnym wyczerpywaniu się dostępnych złóż pierwotnych sprawia, że odzysk REE z surowców wtórnych staje się coraz bardziej istotny. Obiecującymi surowcami do odzysku REE są między innymi popioły lotne z węgla kamiennego i brunatnego, odpady elektroniczne czy odpady pogórnice. Ponadto zastosowanie tradycyjnych technologii, takich jak ekstrakcja rozpuszczalnikowa, wspomaganych nowoczesnymi rozwiązaniami, na przykład zastosowaniem biodegradowalnych środków kompleksujących, pozwala na uzyskanie wysokiej czystości REE przy jednoczesnym zmniejszeniu emisji do środowiska szkodliwych substancji (np. generowanych w tradycyjnych metodach hydrometalurgicznych).

W pracy przeprowadzono charakterystykę popiołów lotnych oraz odpadów pogórnicznych i rud żelaza jako potencjalnych źródeł metali ziem rzadkich (REE). Analizie poddano materiały pochodzące z polskich elektrowni i elektrociepłowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz odpady poflotacyjne otrzymane w procesie wzbogacania rud miedzi. Badania obejmowały ocenę morfologii i składu chemicznego (SEM-EDS), analizę pierwiastkową (XRF), identyfikację faz krystalicznych (XRD) oraz określenie rozkładu wielkości cząstek (Mastersizer).

Skaningowa mikroskopia elektronowa (SEM) pozwala na szczegółową obserwację morfologii cząstek badanych materiałów, w tym popiołów lotnych i odpadów rud. Dzięki SEM możliwe jest określenie kształtu, powierzchni, porowatości

oraz wielkości cząstek, co ma istotne znaczenie dla efektywności procesów ługowania i ekstrakcji. Połączenie SEM z analizą składu chemicznego metodą EDS umożliwia dodatkowo lokalizację i identyfikację pierwiastków w strukturze minerałów oraz określenie ich rozmieszczenia w materiale.

Analiza składu chemicznego metodą fluorescencji rentgenowskiej (XRF) pozwala na ilościowe określenie zawartości pierwiastków w badanych próbkach, uzupełniając informacje uzyskane z SEM-EDS i umożliwiając ocenę potencjału materiału do odzysku REE.

Dyfrakcja rentgenowska (XRD) umożliwia identyfikację faz krystalicznych obecnych w popiołach i odpadach rud, w tym minerałów, z którymi związane są REE. Znajomość faz mineralnych jest kluczowa dla opracowania skutecznych metod ekstrakcji. Metoda ta pozwala także ocenić stopień krystaliczności materiału, co wpływa na jego podatność na ługowanie i selektywną separację REE.

Łączne zastosowanie SEM-EDS, XRF i XRD pozwala na kompleksową charakterystykę materiału zarówno pod względem morfologii, składu pierwiastkowego, jak i faz mineralnych, co stanowi podstawę do opracowania efektywnych metod ekstrakcji REE.

Badania realizowane są w ramach projektu nr umowy M-ERA.NET3/2024/66/REECover/2025 finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Analiza wpływu nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych na infrastrukturę elektroenergetyczną

Waldemar DOŁĘGA*

** Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska, Wrocław
e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl*

W artykule przedstawiono analizę wpływu nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych na infrastrukturę elektroenergetyczną. Zaprezentowano nowe regulacje unijne dotyczące fluorowanych gazów cieplarnianych. Przeanalizowano stosowane rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne infrastruktury elektroenergetycznej dotyczące krajowych stacji elektroenergetycznych z izolacją gazową SF₆. Omówiono konsekwencje regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych dla istniejących i przyszłych rozwiązań krajowych stacji elektroenergetycznych oraz określono wyzwania dla producentów urządzeń elektroenergetycznych w tym zakresie.

Słowa kluczowe: infrastruktura elektroenergetyczna, stacja elektroenergetyczna, rozwiązanie techniczne, rozwiązanie konstrukcyjne, sześćciofluorek siarki (SF₆)

Analysis of the impact of new EU regulations on fluorinated greenhouse gases on electric power infrastructure

This article presents an analysis of the impact of new EU regulations on fluorinated greenhouse gases on electric power infrastructure. The new EU regulations on fluorinated greenhouse gases were presented. The applied design and technological solutions of power infrastructure concerning national substations with SF₆ gas insulation were analysed. The implications of the EU regulations on fluorinated greenhouse gases for existing and future national substation solutions were discussed, and the challenges for power equipment manufacturers in this regard were identified.

Keywords: electric power infrastructure, substation, technical solution, constructional solution, sulphur hexafluoride (SF₆)

Strategie inwestycyjno-ekonomiczne w sektorze energetyczno-ciepłowniczym: proces kształtowania i benchmarking największych spółek energetycznych w Polsce

Krzysztof DUDA*

* e-mail: krzy.duda@hotmail.com

W referacie przedstawiono wyniki analizy zgodności harmonogramu wprowadzania zmian prawnych w sektorze ciepłowniczym (2023–2050+) z planami transformacji czterech największych polskich grup energetycznych: PGE, Enea, TAURON i ORLEN. Opracowanie oparto na analizie treści strategii spółek (PGE, Enea, TAURON, ORLEN) – oficjalnej prezentacji strategii oraz na mapowaniu wymogów regulacyjnych (rosnący udział OZE i ciepła odpadowego, wysokosprawna kogeneracja, ISO 50001, objęcie ETS/ETS II, standardy emisyjne). Wyniki wskazują na wysoką zbieżność kierunków: wszystkie grupy zakładają dekarbonizację ciepłownictwa, szybki wzrost OZE, rozwój elastyczności (magazyny/DSR) i modernizację sieci. Enea i TAURON deklarują najszybsze odejście od węgla w ciepłownictwie (okres do ~2030 r.); PGE i ORLEN

Tabela 1. Zestawienie (skrótowe) – zgodność strategii spółek z wymaganiami etapów

Obszar / wymóg	PGE	Enea	TAURON	ORLEN
Odejście od węgla w ciepłownictwie	Etapowe, z gazem/ OZE; docelowo czyste ciepło	Szybkie odchodzenie; gaz + OZE	Odejście do ~2030 r.; gaz + OZE	Etapowe; gaz + OZE; dodatkowo SMR/CCS
Elastyczność (magazyny/DSR)	Magazyny (BESS/ ESP), DSR – filar strategii	Magazyny + integracja OZE	Rozwój BESS dla stabilizacji OZE	Magazyny w miksie, wsparcie SMR/CCS
ISO 50001, cyfryzacja, dystrybucja	Wdrożenia systemowe + smart grid	Cyfryzacja i automatyzacja	Transformacja cyfrowa sieci i ciepła	Integracja systemów w grupie multienergetycznej
Zgodność z ETS/ ETS II	Dostosowanie aktywów i redukcja emisji	Redukcja emisji i pełne objęcie ETS	Likwidacja bloków węglowych, dostosowanie ETS	Redukcja emisji (CCS jako dźwignia zgodności)

Metoda badawcza: porównawcza analiza treści strategii i mapowanie na etapy regulacyjne; ocena jakościowo-ilościowa punktów wspólnych i rozbieżności; ograniczenie: brak jednolitej metodyki KPI dla wszystkich spółek w domenie ciepłownictwa.

przewidują przejście etapowe z wykorzystaniem gazu i OZE, przy czym ORLEN wyróżnia się planami SMR/CCS. Harmonogram inwestycyjny (5 lat realizacji + ~15 lat zwrotu) jest spójny z cyklem strategicznym spółek i ryzykami regulacyjnymi (ETS/ETS II), co implikuje konieczność sekwencyjnych modernizacji. Wnioski: polityka regulacyjna i strategie rynkowe są komplementarne; kluczowe dla powodzenia będą: tempo przyłączy OZE/magazynów, dostępność finansowania (w tym mechanizmy UE/ESG) oraz zdolność spółek do utrzymania jakości dostaw w warunkach rosnącej zmienności systemu.

Słowa kluczowe: ciepłownictwo systemowe, dekarbonizacja, OZE, kogeneracja, ETS/ETS II, magazynowanie energii, elastyczność systemu, strategie energetyczne

Literatura

- Enea SA 2024 – Strategia rozwoju GK Enea do 2035 roku. [Online:] <https://ir.enea.pl/centrum-pobierania-plikow/28389> [Dostęp: 17.09.2025].
- PGE Polska Grupa Energetyczna SA 2025 – Strategia Grupy PGE do 2035 roku. [Online:] <https://media.enea.pl/pl/releases/zalacznik/2753544> [Dostęp: 17.09.2025].
- TAURON Polska Energia SA 2024 – Strategia Grupy TAURON na lata 2025–2035. [Online:] <https://www.tauron.pl/tauron/relacje-inwestorskie/raporty-biezace/raport-biezacy?id=8862491> [Dostęp: 17.09.2025].
- ORLEN SA 2025 – Strategia Grupy ORLEN do 2035 roku. Prezentacja korporacyjna. [Online:] <https://www.orlen.pl/content/dam/internet/orlen/pl/pl/o-firmie/strategia-2035/dokumenty/Strategia%20ORLEN%202035.pdf> [Dostęp: 17.09.2025].

Bezpieczeństwo zrównoważonych dostaw energii

Lidia GAWLIK*, Eugeniusz MOKRZYCKI*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: lidia.gawlik@min-pan.krakow.pl; mokrzy@min-pan.krakow.pl*

Rada Doradcza ds. Nauki Europejskich Akademii Nauk (EASAC) to organ powołany przez krajowe akademie nauk państw członkowskich UE, Norwegii, Szwajcarii i Wielkiej Brytanii. Jego przesłaniem jest służenie decydentom działającym w instytucjach europejskich poprzez doradztwo oparte na dowodach naukowych w sprawach istotnych dla polityki europejskiej (www.easac.eu). Niedawno opracowany i opublikowany raport EASAC dotyczący bezpieczeństwa zrównoważonych dostaw energii (EASAC 2025) konkluduje, że import energii jest piętą achillesową Europy.

Przeanalizowano różne aspekty bezpieczeństwa dostaw energii, stwierdzając że największe zagrożenie dla bezpieczeństwa Europy wynika z jej uzależnienia od importowanych paliw kopalnych, głównie ropy naftowej i gazu. To uzależnienie naraża kontynent na szantaż geopolityczny i czyni go podatnym na zagrożenia gospodarcze.

Autokratyczne reżimy wykorzystują energię jak oręż walki politycznej i gospodarczej, powodując zakłócenia w handlu, fizyczne ataki na infrastrukturę, a także coraz liczniejsze cyberataki. Nie tylko zwiększa to ryzyko przerw w dostawach energii do Europy, lecz także powoduje, że ceny energii są wysokie i zmienne, co obniża zaufanie inwestorów i zagraża konkurencyjności europejskiego przemysłu.

Raport stwierdza, że bezpieczną i dostatnią przyszłość mogą zapewnić tylko dobrze zarządzane przejście na zrównoważoną energię krajową i innowacyjne technologie.

Kluczowe rekomendacje obejmują następujące wskazania do rozważenia przez decydentów unijnych i krajowych:

- efektywność energetyczna i gospodarka o obiegu zamkniętym zmniejszają popyt, poprawiają odporność infrastruktury i zwiększają dostępność surowców;
- odejście od paliw kopalnych na rzecz zrównoważonej energii zmniejsza niebezpieczne zależności, a także koszty związane z zaburzeniami klimatycznymi i zdrowiem;

- zdecentralizowane systemy energetyczne wzmacniają lokalne społeczności i przedsiębiorstwa. Zwiększają one również odporność na sabotaż i wpływ klimatu;
- rozwój europejskiej produkcji kluczowych technologii i systemów zrównoważonej energii – takich jak ogniwa słoneczne, turbiny wiatrowe i akumulatory – nie tylko zwiększa bezpieczeństwo, lecz także stymuluje wzrost gospodarczy.

Odpowiedź na zagrożenie: transformacja energetyczna w Europie

Atak Rosji na Ukrainę jest finansowany z eksportu paliw kopalnych, dlatego Europa musi zaprzestać kupowania rosyjskiej energii. Od 2022 roku UE wiele zrobiła, aby przyspieszyć ten proces, dywersyfikując dostawy gazu i zwiększając import skroplonego gazu ziemnego (LNG). Szczególnie ważne jest jednak, aby nie przenosić zależności importowej z rosyjskiego gazu na zależność importową od LNG z innego państwa trzeciego, takiego jak USA, ze wszystkimi związanymi z tym ryzykami.

Raport podkreśla pilną potrzebę przeciwdziałania rosnącym zagrożeniom dla bezpieczeństwa energetycznego i wyjaśnia, jak można to osiągnąć poprzez przyspieszenie przejścia na zrównoważoną energię. „Zielony Ład, a następnie niedawno przyjęta Czysta Umowa Przemysłowa, to najlepsza broń Europy w walce o ochronę jej suwerenności. Energia produkowana z wiatru i słońca nie musi być importowana” – podkreśla prof. Paula Kivimaa z Finlandii, współprzewodnicząca grupy roboczej EASAC. „Każda inwestycja w zrównoważoną energię to inwestycja w nasze bezpieczeństwo. Natomiast każde euro wydane na import energii to euro stracone na naszym potencjale obronnym”.

Cybertechnologia

W raporcie wzywa się UE do wzmocnienia cyberbezpieczeństwa w sektorze energetycznym oraz do wprowadzenia wymogu przeprowadzania ocen cyberryzyka zarówno na poziomie operacyjnym, jak i administracyjnym. Unijny akt o solidarności cybernetycznej i ustawa o odporności cybernetycznej to kroki w dobrym kierunku. Jednak zdaniem autorów to ich skuteczne wdrożenie wraz z cyberbezpieczną cyfryzacją systemów energetycznych będzie miało kluczowe znaczenie.

Nowe spojrzenie na zasoby strategiczne, elektryfikację i integrację rynku energii

Naukowcy dostrzegają potrzebę partnerstwa w łańcuchach dostaw kluczowych technologii energetycznych i surowców. Odejście od paliw kopalnych do-

proceedi do ogromnego wzrostu elektryfikacji budynków, przemysłu i transportu, a to nieuchronnie będzie wymagało znacznego zwiększenia dostaw energii odnawialnej oraz wdrożenia technologii elektrycznych dla odbiorców końcowych. Europa musi zatem zapewnić sobie niezawodne dostawy kluczowych surowców, w tym litu, kobaltu i pierwiastków ziem rzadkich, które są wykorzystywane w produkcji tych technologii.

Równie ważne są inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną i elastyczność sieci, poprzez magazynowanie, połączenia międzysystemowe i reagowanie na popyt z taryfami zależnymi od czasu. Połączenie sektorów elektroenergetycznego i ciepłowniczego, wraz z integracją rynku, pomoże obniżyć ogólne koszty inwestycji w transformację energetyczną, a także koszty i bezpieczeństwo przyszłych dostaw energii.

Prof. Claire Dupont, współprzewodnicząca grupy roboczej EASAC, postuluje: „Musimy odejść od koncentrowania się na imporcie paliw i myśleć bardziej holistycznie o systemie energetycznym. Wymaga to nie tylko technologii i surowców, ale – co bardzo ważne – również akceptacji ze strony obywateli oraz społeczności. Muszą się zaangażować i odnieść znacznie większe korzyści ekonomiczne w przyszłości”.

Raport został napisany przez 27 naukowców z całej Europy, nominowanych przez krajowe akademie nauk. Ich celem jest wsparcie europejskich decydentów faktami, analizami i rekomendacjami dotyczącymi działań.

O Radzie Doradczej ds. Nauki Europejskich Akademii Nauk (EASAC)

EASAC została utworzona przez krajowe akademie nauk państw członkowskich UE, Norwegii, Szwajcarii i Wielkiej Brytanii w celu współpracy w zakresie doradztwa europejskim decydentom. EASAC zapewnia możliwość wysłuchania zbiorowego głosu europejskiej nauki. Za pośrednictwem EASAC akademie współpracują ze sobą, aby zapewnić niezależne, eksperckie i oparte na dowodach doradztwo w zakresie naukowych aspektów polityki europejskiej osobom, które ją kształtują lub mają na nią wpływ w instytucjach europejskich.

Literatura

www.easac.eu

EASAC 2025 – Security of Sustainable Energy Supplies. DOI: 10.1553/EASAC_Report_Security-Sustainable-Energy_2025

Analiza porównawcza badań LCA cementu z dodatkiem materiałów alternatywnych – waloryzacja odpadów i ich wykorzystanie na przykładzie projektu ValorWaste

Natalia GENEROWICZ-CABA*, Joanna KULCZYCKA*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: ngenerowicz@min-pan.krakow.pl; kulczycka@meeri.pl*

Cement jest jednym z kluczowych materiałów dla sektora budowlanego, jednak jego produkcja odpowiada za znaczną część globalnych emisji gazów cieplarnianych, szacowanych na 7–8% całkowitej emisji CO₂. W związku z rosnącymi wymaganiami dotyczącymi zrównoważonego rozwoju i neutralności klimatycznej coraz większe znaczenie zyskują analizy cyklu życia (LCA), które pozwalają kompleksowo ocenić wpływ środowiskowy procesów produkcyjnych i materiałów.

W niniejszym artykule przedstawiono przegląd najnowszej literatury i raportów EPD dotyczących zmian w składzie cementu i ich wpływu na środowisko, ocenionych za pomocą metodologii oceny cyklu życia (LCA). Dokonano przeglądu literatury dotyczącej najnowszych badań LCA nad cementem z wykorzystaniem materiałów alternatywnych. Przeanalizowano raporty EPD przedsiębiorstw w celu porównania najbardziej istotnych informacji. Dane wyodrębnione z raportów dotyczą śladu węglowego, zużycia energii, systemu i granic systemu. Analiza ujawnia wyraźną tendencję do zmniejszania zawartości klinkieru poprzez dodawanie dodatkowych materiałów cementowych, takich jak popiół lotny, mielony granulowany żużel wielkopiecowy czy wapień. Modyfikacje te znacznie obniżają kluczowe wskaźniki LCA, w szczególności potencjał globalnego ocieplenia (GWP). Pomimo rosnącej liczby badań dotyczących poszczególnych materiałów cementowych brakuje zintegrowanych przeglądów porównujących ich wpływ na środowisko.

Na tym tle szczególne znaczenie ma projekt ValorWaste, którego celem jest waloryzacja odpadów wydobywczych i ich integracja w produkcji cementu jako materiałów alternatywnych. Projekt zakłada ocenę potencjału środowiskowego tych rozwiązań z wykorzystaniem metodologii LCA, co pozwala na ilościową weryfikację redukcji emisji i zużycia zasobów w całym cyklu

życia produktu. Wyniki uzyskane w ramach ValorWaste mogą stanowić podstawę do opracowania nowych strategii redukcji śladu węglowego w sektorze cementowym i przyspieszenia transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym.

Termolityczne przetwarzanie łopat wiatraków jako sposób gospodarowania problematycznymi odpadami z OZE

Tomasz GŁOWIENKO*, Marta MARCZAK-GRZESIK**,
Łukasz OSUCHOWSKI***, Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ**,
Łukasz LELEK**, Magdalena WDOWIN**

* Geminus Sp. z o.o., Warszawa

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków

*** Wojskowa Akademia Techniczna

e-mail: t.glowienko@geminus.com.pl; mmg@min-pan.krakow.pl; dczarna@min-pan.krakow.pl;
lelek@min-pan.krakow.pl; wdowin@min-pan.krakow.pl; lukasz.osuchowski@wat.edu.pl

Proces termolizy/pirolizy polega na rozkładzie odpadów pod wpływem temperatury w zakresie 360–490°C. Technologia ta może być z korzyścią stosowana w gospodarowaniu odpadami, w tym odpadami z OZE, między innymi łopatom turbin wiatrowych.

Recykling zużytych łopat turbin wiatrowych to wyzwanie technologiczne związane głównie z ich bardzo wytrzymałą konstrukcją kompozytową, zawierającą włókna szklane i/lub węglowe połączone z żywicami epoksydowymi. Jako stosunkowo nowy zużyty materiał do zagospodarowania dotychczas był on głównie rozdrabniany i składowany. Jednakże – ze względu na intensywny globalny przyrost mocy zainstalowanej w OZE, a co za tym idzie, wzrost ilości odpadów powstających na końcu życia tych technologii – zaistniała potrzeba opracowania nowych metod recyklingu.

Rozwiązanie polegające na procesie termolitycznego przetwarzania łopat turbin wiatrowych opracowywane jest w ramach projektu pn. *Innowacyjna bezodpadowa technologia przetwarzania łopat turbin wiatrowych bazująca na procesie termolitycznym z określeniem możliwości wykorzystania produktów rozkładu*.

Działania w projekcie obejmować będą budowę instalacji badawczej, przeprowadzenie prób termolizy, analizę produktów poprocesowych oraz optymalizację procesu pod kątem wdrożenia przemysłowego. Innowacyjne rozwiązania zastosowane w instalacji pozwolą na pełne wykorzystanie produktów poprocesowych, co wpłynie na poprawę bilansu ekonomicznego całego procesu.

Rezultatem projektu będzie opracowanie nowoczesnej technologii recyklingu łopat turbin wiatrowych, przyczyniającej się do ograniczenia odpadów skła-

dowanych na wysypiskach i powstania wartościowych produktów wtórnych, takich jak filament do drukarek 3D oraz geopolimery charakteryzujące się wyższą wytrzymałością w stosunku do tradycyjnych materiałów. Projekt skierowany jest do przedsiębiorstw zajmujących się gospodarką odpadami, recyklingiem i produkcją surowców wtórnych, a także instytucji B+R. Opracowana technologia wpłynie na poprawę efektywności środowiskowej i ekonomicznej w gospodarce odpadami, odpowiadając na potrzeby rynku i wymagania regulacyjne.

Badania realizowane są w ramach projektu nr umowy NTE3/0002/2024, finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Mechanizmy rezerwy strategicznej w Unii Europejskiej – przykłady i dalsza perspektywa

Monika GOWIN*, Patryk NALEPKA*, Aleksander PIECUCH*

* TAURON Wytwarzanie SA

*e-mail: monika.gowin@tauron-wytwarzanie.pl; patryk.nalepka@tauron-wytwarzanie.pl;
aleksander.piecuch@tauron-wytwarzanie.pl*

Celem artykułu jest przedstawienie koncepcji rezerwy strategicznej w sektorze elektroenergetycznym, przykładów jej implementacji w Unii Europejskiej oraz przeprowadzenie dyskusji możliwości wdrożenia w Polsce. Rezerwa strategiczna stanowi podstawowy mechanizm zapewnienia adekwatności zasobów wytwórczych w warunkach ryzyka wystąpienia ich niedoborów. Analiza porównawcza implementacji tego mechanizmu w innych krajach, m.in. w Niemczech i Belgii, wskazuje na różnice w konstrukcji mechanizmów, w tym w zakresie specyfiki miksu energetycznego i ścieżki transformacji. W artykule dodatkowo dokonana została analiza możliwości implementacji podobnego rozwiązania w Polsce, przy równoczesnym wskazaniu trudności związanych z jednoczesnym funkcjonowaniem dwóch mechanizmów mocowych w kraju. Wskazano również na dodatkowe ograniczenia wynikające z charakterystyki polskiego miksu energetycznego, opartego w dużej mierze na technologii konwencjonalnej, którego elastyczność techniczna i ekonomiczna jest ograniczona. Końcowe wnioski przedstawiają zalety i wady wprowadzenia rezerwy strategicznej w Polsce w świetle utrzymania istniejących regulacji unijnych.

Słowa kluczowe: rezerwa strategiczna, rynek mocy, wystarczalność zasobów

Strategic reserve mechanisms in the European Union – examples and future perspectives

The aim of the article is to present the concept of a strategic reserve in the electricity sector, examples of its implementation within the European Union, and a discussion on the possibilities of its introduction in Poland. The strategic reserve constitutes a fundamental mechanism for ensuring resource adequacy under conditions of potential generation shortages. A comparative analysis of

the implementation of this mechanism in countries such as Germany and Belgium highlights differences in its design, particularly in relation to the specifics of national energy mixes and transformation pathways. The article also examines the feasibility of introducing a similar solution in Poland, while pointing out the challenges associated with the simultaneous operation of two capacity mechanisms in the country. Additional limitations are identified, stemming from the structure of the Polish energy mix, which is largely based on conventional technologies with limited technical and economic flexibility. The final conclusions outline the advantages and disadvantages of introducing a strategic reserve in Poland in light of existing EU regulations.

Keywords: strategic reserve, capacity market, resource adequacy

Węgiel, gaz, ropa na rynku międzynarodowym

Zbigniew GRUDZIŃSKI*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: zg@min-pan.krakow.pl*

Ceny węgla na rynku międzynarodowym w ostatnich latach podlegały olbrzymim wahaniom. Główne czynniki je kształtujące to popyt i podaż (zwłaszcza dużych gospodarek światowych Chin czy Indii) oraz koszty produkcji i wydobycia u głównych eksporterów węgla energetycznego. Od lat najwięksi eksporterzy węgla to Indonezja, Australia, Rosja, RPA, Kolumbia i USA.

Ceny węgla w okresie 2020–2025 były kształtowane głównie przez takie czynniki, jak: kryzys wywołany przez COVID-19, inwazja Rosji na Ukrainę, różne polityki klimatyczne wdrażane w wielu krajach oraz niepewność polityki importowej Chin i Indii. Kompilacja tych czynników spowodowała, że ceny węgla były ekstremalnie wysokie i bardzo zmienne.

Cena spot węgla australijskiego (6000 kcal) notowanego w porcie Newcastle – NEWC (Australia) jest powszechnie uznanym, głównym benchmarkiem dla całego rynku międzynarodowego. Zauważalne są silne korelacje cen węgla z RPA, Indonezji, Kolumbii, Rosji, USA i CIF ARA z cenami węgla notowanymi w porcie Newcastle w Australii. Dla prawie wszystkich par węgla współczynnik korelacji był bardzo wysoki i zawierał się w przedziale 0,92–0,98 (R^2). Wyniki te świadczą o bardzo silnych powiązaniach cen między sobą. Mimo różnych cen w poszczególnych rejonach geograficznych tendencje zmian są ze sobą ściśle powiązane. Tylko korelacje odnoszące się do węgla z Rosji w ostatnim okresie uległy zaburzeniu. Po wybuchu wojny w Ukrainie ceny rosyjskie są dużo niższe od cen węgla notowanych w portach ARA czy MED. Rosjanie stosują duże rabaty ze względu na restrykcje wprowadzone przez kraje UE czy Azji (Korea Płd., Japonia, Tajwan) na import tego węgla, starając się za wszelką cenę utrzymać wolumen dostaw.

W prezentacji przedstawiono analizę zmian cen węgla spot FOB NEWC i CIF ARA. Są to dwa indeksy (6000 kcal/kg – NAR), które dobrze obrazują sytuację cenową, jaka się ukształtowała na międzynarodowym rynku węgla w latach 2020–2025.

Największą zmienność miały ceny w latach 2021–2022. Ceny powyżej 200 USD/tonę utrzymywały się przez 12 miesięcy, a średnia cen w tych dwóch latach wyniosła 208 USD/tonę. Dynamiczny wzrost cen rozpoczął się już w czerwcu 2020 r. i osiągnął swoje maksimum w wysokości 395 USD/tonę (74 zł/GJ, CIF ARA) w lipcu 2022 r. Po tym okresie ceny miesięczne przez cały czas spadały i ustabilizowały się na poziomie 95–125 USD/tonę. Wahania cen w 2025 r. są w granicach 14 USD/tonę, gdy w poprzednich latach kształtowały się na zdecydowanie wyższych poziomach. W okresie I średnia cen wyniosła 60 USD/tonę, w II 221 USD/tonę, a w okresie III 112 USD/tonę. Obecnie ceny są o 87% wyższe od cen z I okresu, czyli sprzed olbrzymiej fali wzrostu. Średnia cen spot w 2025 r. (I półrocze) to 100 USD/tonę (CIF ARA) i 107 USD/tonę – FOB NEWC. W przeliczeniu to 15,4 zł/GJ CIF ARA i 16,5 zł/GJ FOB NEWC.

Międzynarodowy handel węglem w 2025 r. spowolnił. Zwiększyła się produkcja węgla krajowego w Chinach i Indiach oraz nastąpił wzrost produkcji energii odnawialnej i w rezultacie ceny węgla są w tendencji spadkowej.

Tę sytuację obserwujemy także na rynku innych surowców energetycznych. Ceny ropy naftowej (średnia Brent, WTI, Dubaj) spadły w 2025 r. o ok. 12%, gazu ziemnego w imporcie do Europy o 16%, gazu ziemnego USA (Henry Hub) o 26% (I połowa 2025 r.). Jeśli przyjmimy ceny węgla (CIF ARA) za 1, to ceny gazu ziemnego (Europa i Japonia) wynoszą 3,1, ropy 2,7, a ceny gazu USA 0,9.

Słowa kluczowe: ceny węgla energetycznego, ropy, gazu, indeksy cen, relacje cen

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

Rynek energii elektrycznej w Polsce

Zbigniew GRUDZIŃSKI*, Katarzyna STALA-SZLUGAJ*,
Urszula OZGA-BLASCHKE*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*
e-mail: zg@min-pan.krakow.pl; kszlugaj@min-pan.krakow.pl; ulobla@min-pan.krakow.pl

Po spadku produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2023 r. (0,5-procentowy spadek produkcji oraz ok. 2-procentowy spadek zużycia) w 2024 r. krajowa produkcja ukształtowała się na wyższym poziomie w porównaniu z poprzednim rokiem i wyniosła 167 TWh (wzrost o 2,1%), natomiast zużycie energii elektrycznej w porównaniu z 2023 r. wyniosło 169 TWh i wzrosło o 0,9% w stosunku do 2023 r. Saldo wymiany zagranicznej wyniosło 1,9 TWh i było niższe w porównaniu z rokiem poprzednim o 50%.

W strukturze produkcji udział energii odnawialnej zwiększył się z 21,5% w 2023 r. do 25,3% w 2024 r. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej spadł o 6,3% i w 2024 r. wyniósł 63%. Udział węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej w 2024 r. spadł o 6,7% i wyniósł 41,4%.

Na polskim rynku produkcji energii elektrycznej dominują grupy kapitałowe. PGE Polska Grupa Energetyczna SA ma dominujący udział w rynku, który w 2024 r. wyniósł 35,8%. Kolejni najwięksi dostawcy energii to Enea SA z udziałem 12,9% oraz Grupa Orlen z udziałem 9,5%.

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 2024 r. obroty na TGE wyniosły 138 TWh, co oznacza spadek o 10,7% w stosunku do roku 2023. Obroty na RDN obniżyły się o 19,3% w porównaniu z rokiem 2023, a obroty na RTT były niższe nieznacznie o 2,7% i wyniosły 82 TWh.

Handel energią w znacznej części w Polsce odbywa się za pomocą TGE. Główne kontrakty to RTT i RDN. Średnioważona cena BASE na RDN w 2024 r. wyniosła 425 zł/MWh, co oznacza spadek o 21% w porównaniu z 2023 r. Z kolei na RTT średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą w roku 2025 wyniosła 450 zł/MWh i jest to spadek o 30% w stosunku do ceny z notowań w roku 2023.

Na cenę energii elektrycznej wpływa wiele czynników, wśród których istotną rolę odgrywają m.in. cena paliwa zużytego do jej wytworzenia, a także cena uprawnień do emisji CO₂. W przekroju całego 2024 r. uprawnienia EUA spadły o 8,2% (porównanie cen na koniec roku) i wyniosły 71 EUR.

Słowa kluczowe: ceny energii elektrycznej, giełda energii

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

Edukacja dla zrównoważonego dialogu społecznego w sektorze surowców. Teoria i studium przypadku RM SLO PLUS Hub

Olga JANIKOWSKA*, Joanna KULCZYCKA*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: olgajan@min-pan.krakow.pl; kulczycka@meeri.pl*

Sektor surowców mineralnych pozostaje jednym z kluczowych filarów gospodarki europejskiej, jednocześnie generując liczne napięcia społeczne i środowiskowe. Wobec rosnącej presji związanej z transformacją energetyczną, bezpieczeństwem surowcowym oraz polityką klimatyczną znaczenia nabiera Social License to Operate (SLO). Warunkiem jej uzyskania i utrzymania jest prowadzenie inkluzywnego, opartego na wiedzy i zaufaniu dialogu pomiędzy przedsiębiorstwami, władzami a społecznościami lokalnymi. Edukacja w tym obszarze jawi się jako narzędzie kształtujące kompetencje niezbędne do zrównoważonego zarządzania konfliktami i współtworzenia wartości społecznej.

Edukacja dla zrównoważonego dialogu społecznego w sektorze surowców obejmuje cztery komplementarne komponenty:

1. Poznawczy – integracja wiedzy geologicznej, środowiskowej, ekonomicznej i prawnej.
2. Komunikacyjny – rozwój umiejętności mediacyjnych, negocjacyjnych i deliberacyjnych.
3. Etyczno-społeczny – internalizacja wartości odpowiedzialności społecznej i solidarności międzypokoleniowej.
4. Partycypacyjny – włączanie różnych grup interesariuszy w procesy konsultacyjne i decyzyjne.

Edukacja określona w taki sposób wspiera legitymizację działań sektora surowcowego, minimalizuje ryzyko konfliktów oraz umożliwia zrównoważone zarządzanie zasobami naturalnymi. Projekt RM SLO PLUS Hub (2025–2026), koordynowany przez konsorcjum instytucji akademickich i przemysłowych z UE, stanowi przykład wdrażania edukacji na rzecz dialogu społecznego. Jego celem jest stworzenie centrum kompetencji w zakresie SLO, które rozwija i testuje programy szkoleniowe oraz usługi doradcze dla sektora surowcowego. Analiza RM SLO PLUS Hub pokazuje, że edukacja ukierunkowana na zrównoważony dialog społeczny pełni funkcję nie tylko transferu wiedzy, lecz także katalizatora

zmian instytucjonalnych. Projekt łączy perspektywę naukową, przemysłową i obywatelską, co sprzyja budowaniu kapitału społecznego w sektorze surowców. Kluczowym elementem jest przenoszenie doświadczeń z udanych projektów do programu edukacyjnego, co zwiększa jego wiarygodność i praktyczną użyteczność. Edukacja dla zrównoważonego dialogu społecznego w sektorze surowców stanowi istotny komponent polityki odpowiedzialnego zarządzania zasobami. Studium przypadku RM SLO PLUS Hub wskazuje, że programy edukacyjne oparte na partycypacji, przykładach dobrych praktyk i nowoczesnych metodach dydaktycznych mogą realnie przyczyniać się do budowania zaufania, minimalizowania konfliktów i umacniania społecznej legitymizacji działalności surowcowej.

Zarządzanie transformacją energetyczną w regionach postgórnictwa. Model deliberatywno-policentryczny

Olga JANIKOWSKA*, Joanna KULCZYCKA*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: olgajan@min-pan.krakow.pl; kulczycka@meeri.pl*

Transformacja energetyczna stanowi jedno z najważniejszych wyzwań epoki antropocenu. Zmiany te napędzają rosnące imperatywy środowiskowe, naciśki geopolityczne oraz dynamiczne przemiany społeczno-gospodarcze. Jak się wydaje, konieczność transformacji naszych systemów energetycznych nigdy nie była bardziej nagląca. Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA 2021) transformacja energetyczna polega na stopniowym odchodzeniu od systemu opartego na paliwach kopalnych, takich jak węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny, na rzecz systemu zdominowanego przez odnawialne źródła energii, w tym energię wiatrową, słoneczną, wodną oraz geotermalną. Transformacja energetyczna niesie za sobą konieczności podejścia holistycznego oraz zrozumienia wzajemnych interrelacji między łaodem społecznym i politycznym a kwestiami środowiskowymi, szczególnie w aspekcie konsekwencji transformacji. Unia Europejska, obierając w 2019 r. kurs na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, wyznaczyła ambitną ścieżkę tej przemiany. Transformacja – w ujęciu instytucjonalnym, społecznym czy technologicznym – jest procesem o charakterze głęboko strukturalnym, który zakłada fundamentalną zmianę w sposobie funkcjonowania systemów społeczno-gospodarczych. Jak wskazują teorie zmiany systemowej (Meadows 1999; Olsson et al. 2006), nie jest to proces o charakterze liniowym ani natychmiastowym, lecz raczej złożona i iteracyjna ścieżka, wymagająca czasu, zasobów oraz zdolności adaptacyjnych.

Transformacja energetyczna – zwłaszcza w kontekście regionów postgórnictwa – powinna być rozumiana nie jako technokratyczne wdrażanie nowych technologii, lecz jako proces dynamicznego przekształcania całych systemów społeczno-terytorialnych. Tylko takie podejście pozwala zrozumieć, dlaczego jej efektywna realizacja wymaga nie tylko zasobów materialnych, lecz także elastycznych i refleksyjnych modeli zarządzania. Dotychczasowe modele zarządzania transformacją – oparte na hierarchii i technokratycznej ekspertyzie – okazują się niewystarczające w obliczu złożoności tych procesów. Strategie

wyznaczane centralnie, choć użyteczne przy definiowaniu celów, często zawodzą na etapie wdrożenia. Brakuje w nich skutecznych mechanizmów angażowania lokalnych społeczności, uwzględniania zróżnicowanych kontekstów terytorialnych oraz budowania trwałej legitymizacji działań transformacyjnych. Najnowsze badania potwierdzają, że zbyt scentralizowane podejścia nie zapewniają efektywnego przełożenia polityk klimatycznych na działania oddolne (Anfinson i in. 2023; Bedford i in. 2023). W odpowiedzi na te wyzwania w literaturze i praktyce pojawiają się alternatywne koncepcje ukierunkowane na większą elastyczność i inkluzywność.

Szczególną uwagę zwrócić należy na model zarządzania deliberatywnego, które polega na uczestnictwie różnych grup interesariuszy w podejmowaniu decyzji (Kola-Bezka 2023). Deliberacja ułatwia rozwiązywanie konfliktów, budowanie zaufania społecznego oraz lepsze dopasowanie polityk publicznych do potrzeb obywateli. Tworzenie inkluzywnych forów współpracy – aren deliberacyjnych umożliwiających wspólne definiowanie problemów oraz poszukiwanie rozwiązań przez przedstawicieli władz, biznesu, organizacji pozarządowych i mieszkańców – pozwala angażować lokalne społeczności we współtworzenie ścieżek transformacji. Takie podejście zwiększa spójność między działaniami instytucji a oczekiwaniami społecznymi, wzmacniając legitymację i trwałość wprowadzanych zmian.

Natomiast model policentryczny zakłada istnienie wielu ośrodków decyzyjnych, współpracujących na różnych poziomach i w różnych sektorach (Armstead 2012; EC 2023). Taki układ sprzyja elastyczności, wzajemnemu uczeniu się oraz dopasowaniu działań do lokalnych potrzeb. Co więcej, obecność nakładających się, współzależnych centrów władzy umożliwia bardziej adaptacyjne reagowanie na złożone wyzwania dekarbonizacji. Badania wskazują, że pewien stopień policentryczności przynosi wymierne korzyści dla przebiegu transformacji energetycznej – sprzyja budowaniu lokalnego poczucia własności procesu oraz zwiększa inkluzywność działań. Model deliberatywno-policentryczny czerpie z szerszych nurtów teorii zarządzania. Łączy on elementy zarządzania adaptacyjnego (akcent na elastyczność i ciągłe uczenie się w warunkach niepewności), koncepcji wielopoziomowego *governance* i zarządzania złożonością (sieciowe współdziałanie wielu aktorów wobec dynamicznych, nieprzewidywalnych wyzwań) oraz zarządzania partycypacyjnego (włączenie interesariuszy w proces decyzyjny). Tak ugruntowane teoretycznie podejście pozwala lepiej zrozumieć i kształtować transformację energetyczną w sposób odpowiadający jej skali i stopniowi złożoności.

Efektywność energetyczna systemów ciepłowniczych w świetle uwarunkowań polityki energetyczno-klimatycznej

Marcin KARPIŃSKI^{*,**}, Olga CELARY^{*}, Paweł JAMROZIK^{***,****}

^{*} AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

^{**} ORLEN Termika Silesia SA

^{***} Akademia Leona Koźmińskiego

^{****} ORLEN Termika SA

e-mail: mkarpinski@agh.edu.pl; ocelary@agh.edu.pl; pjamrozik@kozminski.edu.pl

Sektor ciepłowniczy stoi u progu gruntownej transformacji, determinującej konieczność realizacji największego w historii programu inwestycyjnego, którego celem jest dostosowanie systemów do rosnących wymagań polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej.

Jednym z kluczowych mierników efektywności energetycznej będą nowe kryteria uznania systemu ciepłowniczego za efektywny. Stosownie do zrewidowanej Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej (EED), przyjętej w ramach pakietu Fit for 55, definicja efektywnego systemu ciepłowniczego będzie stopniowo, krocząco zaostrzana w kolejnych przedziałach czasowych w latach 2028–2050.

Systemy o łącznej mocy wytwarzania ciepła lub chłodu przekraczającej 5 MW, które obecnie nie spełniają kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, będą zgodnie z nowymi przepisami zobligowane do wprowadzenia planu mającego na celu zapewnienie efektywnego zużycia energii pierwotnej, ograniczenia strat w dystrybucji oraz zwiększenia udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w dostarczaniu energii ciepłej i chłodniczej.

Stopniowo zwiększany będzie minimalny wymagany udział odnawialnych źródeł energii lub ciepła odpadowego, przy jednoczesnym stopniowym ograniczaniu znaczenia kogeneracji. Dodatkowo zaostrzone zostają kryteria stawiane źródłom kogeneracyjnym, które od 2028 roku, aby wpisywać się w kryteria systemu efektywnego, będą musiały spełniać znamiona wysokosprawnej kogeneracji.

Równocześnie, zgodnie z zapisami Dyrektywy, od 2035 roku wprowadzanie do sieci komunalnej ciepła pochodzącego tylko i wyłącznie z wysokosprawnej kogeneracji również skutkować będzie niemożliwością utrzymania statusu

systemu efektywnego. Oznacza to, że kogeneracyjne jednostki węglowe, które nie zostaną zmodernizowane do końca 2027 r. lub nie posiadają planu stopniowego ograniczania emisji, utracą status wysokosprawnej kogeneracji, co w większości przypadków przełoży się na utratę statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Takie zmiany regulacyjne wyraźnie wskazują kierunek rozwoju sektora energetycznego – odejście od technologii węglowych i konsekwentne wzmacnianie roli niskoemisyjnych i odnawialnych rozwiązań, które będą fundamentem efektywnego ciepłownictwa przyszłości. Nowoczesne ciepłownictwo, oparte na synergii gazu jako paliwa przejściowego, wysokosprawnej kogeneracji oraz OZE i ciepłe odpadowym stanie się nie tylko filarem bezpieczeństwa energetycznego, lecz także narzędziem do realizacji unijnych celów redukcji emisji.

Zaprzestanie energetycznego wykorzystania metanu z odmetanowania kopalń – przyczyny i konsekwencje

Marcin KARPIŃSKI^{*,**}, Paweł JAMROZIK^{***,****}, Jerzy STOPA^{*}

^{*} AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

^{**} ORLEN Termika Silesia SA

^{***} Akademia Leona Koźmińskiego

^{****} ORLEN Termika SA

e-mail: mkarpinski@agh.edu.pl; pjamrozik@kozminski.edu.pl; stopa@agh.edu.pl

Od lat 80. XX wieku w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW) zamknięto ponad 40 kopalń węgla kamiennego. Zważywszy, że zawartość metanu w pokładach węgla w GZW zależy w dużej mierze od głębokości zalegania pokładu, początkowo likwidowane – płytkie kopalnie – były niemietanowe lub słabo metanowe. Spośród dotychczas zamkniętych kopalń tylko kilka było silnie metanowych, a niemal połowa wszystkich zamkniętych kopalń była niemietanowa. Z uwagi na rosnące wymagania polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, coraz trudniejsze warunki geologiczne polskich złóż oraz uwarunkowania techniczno-ekonomiczne prognozuje się, że w najbliższych 20 latach zdecydowana większość kopalń energetycznego węgla kamiennego zostanie zamknięta. Może się to wiązać z niekontrolowaną emisją metanu z obszarów likwidowanych kopalń, będącą skutkiem naturalnego zjawiska migracji ku powierzchni terenu metanu wydzielonego z pokładów węgla.

W ostatnich latach w ramach udzielonych koncesji rozpoczęto prowadzenie próbnej eksploatacji oraz testów produkcyjnych złóż metanu zlikwidowanych kopalń Krupiński oraz Jas-Mos. W realizacji takich przedsięwzięć, w celu umożliwienia zachowania ciągłości pozysku metanu po likwidacji kopalni, niezbędne jest dostosowanie kopalnianego systemu odmetanowania do prowadzenia przyszłych prac wydobywczych i dalszego wykorzystania metanu do celów energetycznych.

Taki kierunek zagospodarowania metanu jest zgodny z zapisami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczania emisji metanu w sektorze energetycznym, według których od 1 stycznia 2030 r. zakazane będzie uwalnianie do atmosfery i spalanie w pochodniach gazu z kopalń zamkniętych lub opuszczonych.

Powyższe zapisy stoją w sprzeczności z realizowaną polityką klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej. Wynikową obowiązujących regulacji jest legislacyjne wymuszenie odstąpienia od energetycznego wykorzystywania paliw kopalnych w sektorze ciepłowniczym w perspektywie roku 2050. Tak ustawiony cel klimatyczny determinuje również nieuzasadnioną środowiskowo i społecznie konieczność odstawienia źródeł wykorzystujących metan pochodzący z odmetanowania kopalń węgla kamiennego oraz ujmowany w ramach nieczynnych wyrobisk górniczych.

Regulacyjne zrównanie paliw kopalnych pod szyldem „neutralności klimatycznej” może mieć swoje wymierne, negatywne implikacje z uwagi na brak całościowych następstw przyjętych przepisów. W przypadku metanu górniczego konsekwencją zaprzestania jego poboru z nieczynnych wyrobisk górniczych będzie wzmożona, niezorganizowana emisja do atmosfery. Tym samym pozytywny efekt środowiskowy związany z zaprzestaniem spalania metanu w źródłach, może zostać wielokrotnie przewyższony negatywnym wpływem emisji niezorganizowanej.

Stan wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2024–2025

Beata KĘPIŃSKA^{*,**}, Marek HAJTO^{*,***}

** Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne, Kraków*

*** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*

**** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki
i Ochrony Środowiska, Katedra Surowców Energetycznych
e-mail: bkepinska@interia.pl*

Podsumowano stan wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2024–2025 r., od poprzedniego podobnego analogicznego (Kępińska, Hajto 2023). Podobny najnowszy okresowy przegląd przygotowano na Europejski Kongres Geotermalny 2025 (Kępińska, Hajto 2025). Dane liczbowe oraz niektóre informacje podano zgodnie z metodyką Europejskiej Rady Energii Geotermalnej (EGEC) i Międzynarodowej Asocjacji Geotermalnej (IGA).

Podobnie jak w ubiegłych latach, zastosowania energii i wód geotermalnych w Polsce obejmowały głównie ciepłownictwo systemowe oraz rekreację. Od 2024 r. do września 2025 r. w Polsce pracowało dziewięć systemów c.o. z udziałem energii geotermalnej: na Podhalu, w Mszczonowie, Pyrzycach, Uniejowie, Stargardzie, Poddębicach, Toruniu, Kole oraz Sieradzu (dwie ostatnie otwarto w 2024 r.). Dziesiąta ciepłownia – w Koninie – rozpoczęła rozruch we wrześniu 2025 r. (natomiast zakończenie jej budowy nastąpiło w 2024 r.). W porównaniu z 2022 r. przybyły więc trzy ciepłownie geotermalne. W końcu 2024 r. łączna zainstalowana cieplna moc geotermalna tych dziesięciu obiektów wynosiła ok. 219 MW (129 MW dla siedmiu ciepłowni w 2022 r.; wzrost o blisko 70%). Produkcja ciepła geotermalnego w 2024 r. (przez dziewięć ciepłowni) wyniosła około 1297 TJ (1122 TJ w 2022 r.; wzrost o 16%) (tab. 1), natomiast sprzedaż około 1077 TJ. Udział ciepła geotermalnego w całkowitej sprzedaży ciepła w poszczególnych systemach wahał się w zakresie 4–99%. Od kilku lat indywidualne geotermalne systemy grzewcze pracują w Kleszczowie, Cudzynowicach, Karpnikach.

W 2024 r. było w Polsce piętnaście miejscowości, w których wody geotermalne stosowano w balneoterapii (czternaście z nich o prawnym statusie uzdrowiska). W sektorze rekreacji działało co najmniej dziewiętnaście ośro-

ków stosujących wody geotermalne, niekiedy też i ciepło. Inne pojedyncze sposoby zagospodarowania w 2024 r. obejmowały (podobnie jak w poprzednich latach):

- suszenie drewna – w obiektach IGSMiE PAN na Podhalu (instalacja pracuje od 1993 r.),
- podgrzewanie nawierzchni boiska piłkarskiego i ścieżek spacerowych – w Uniejowie, podgrzewanie kilku chodników na terenie AGH w Krakowie, podgrzewanie parkingu przy ośrodku rekreacyjnym (w Witowie k/Zakopanego),
- produkcję kosmetyków na bazie wody geotermalnej z ujęć w kilku miejscowościach,
- zastosowania w przetwórstwie rolno-spożywczym – w Pyrzycach, Uniejowie,
- stosowanie wody geotermalnej w celach pitnych – w Poddębicach, Mszczonowie,
- stosowanie wody geotermalnej jako c.w.u. w obiektach mieszkalnych – w Uniejowie,
- odzyskiwanie soli kąpielowych z wód geotermalnych – w Ciechocinku, Iwniczu Zdroju,
- odzyskiwanie dwutlenku węgla z wody geotermalnej (kryptogeotermalnej) – w Dusznikach.

Instalacje geotermalne pracujące w Polsce w 2024 r. zaprezentowane są na rysunku 1, w tabeli 1 podano główne dane odnośnie do zainstalowanych mocy i sprzedaży ciepła geotermalnego przez ciepłownie

W sektorze płytkiej geotermii – w 2024 r. sprzedaż gruntowych pomp ciepła wyniosła 6000 sztuk (w 2022 r. było to 7200 sztuk – spadek w 2024 r. wyniósł ponad 25%; dane wg PORT PC, www.portpc.pl). Całkowitą liczbę zainstalowanych w Polsce w 2024 r. geotermalnych pomp ciepła można oszacować na ok. 94 300 sztuk (około 80 tys. w 2022 r.), ich zainstalowaną moc w 2024 r. na ok. 965 MW (900 MW w 2022 r.), a produkcję ciepła na około 4960 TJ (4600 TJ w 2022 r.). Dostępny był program „Czyste powietrze”, oferujący wsparcie m.in. dla pomp ciepła (z kilkumiesięczną przerwą na przełomie 2024/2025 r.). Pod względem sprzedaży w 2024 r. Polska znajdowała się na szóstym miejscu wśród krajów europejskich (2024 EREC Geothermal Market Report. Key findings). Po kilku latach dynamicznego rozwoju całego sektora pomp ciepła w Polsce w 2024 r. ich sprzedaż spadła średnio o ponad 35% rok do roku, kontynuując trend spadkowy (ok. 40%) zapoczątkowany w 2023 r. Wynikał on głównie z niekorzystnych decyzji politycznych i administracyjnych (<https://portpc.pl/trzy-bledy-polityczne-oslabily-rynek-pomp-ciepala-w-2024-roku-czas-na-korekte-kursu>).



Rys. 1. Instalacje geotermalne pracujące w Polsce w 2024 r. (wg Kępińska, Hajto 2025)
 1 – systemy ciepłownicze c.o., 2 – uzdrowiska, 3 – ośrodki rekreacyjne, 4 – suszenie drewna,
 5 – hodowla ryb, 6 – indywidualne instalacje grzewcze

Tabela 1. Ciepłownie geotermalne w Polsce, 2024 r. (według informacji przekazanych przez operatorów)

Miejscowość	Rok uruchomienia	Zainstalowana moc geotermalna [MW]	Całkowita moc zainstalowana [MW]	Sprzedaż ciepła geotermalnego [TJ]
Mszczonów	2000	2,5	7,1	15,2
Poddebice	2013	10,0	18,6	47,0
Podhale	1993	94,8	133,9	512,0
Pyrzyce	1996	12,0	28,0	20,0
Stargard	2006/2012	44,0	120,00	388,4
Uniejów	2006	3,2	7,4	21
Toruń	2022	18,00*	28,0*	~ 50
Koło	2024	17,4	55,9	16,4
Sieradz	2024	9,3	31,5	6,2
Konin	2025	8,1	111,2	0,0
Razem		219,3	541,6	~1 076,2

* Po otwarciu w 2022 r., oszacowanie własne, możliwości produkcji ciepła większe (wg dostępnych informacji).

Podobny trend odnotowano w innych krajach europejskich (z wyjątkiem Szwajcarii). Jego przyczyny sięgają od czynników makroekonomicznych po kwestie regulacyjne (2024 EGEC Geothermal Market Report).

Według danych GUS (2024) dotyczących 2023 r. udział energii geotermalnej w finalnym zużyciu energii w grupie OZE w Polsce był bardzo mały – poniżej 1% (głęboka geotermia, płytka geotermia/pompy ciepła). Podobnie było zapewne także w 2024 r. (dane za 2024 r. sygnowane przez GUS nie były dostępne podczas przygotowywania tego abstraktu). Polska zajmowała w 2024 r. trzynaste miejsce w Europie pod względem liczby pracujących geotermalnych sieci c.o. (2024 EGEC Geothermal Market Report. Key Findings), podczas gdy w 2022 r. było to dziesiąte miejsce. W 2025 r. i w kolejnych latach geotermia będzie wprowadzona do następnych sieci c.o. Dystans w stosunku do innych krajów może się jednak utrzymywać, gdyż postęp jest tam nadal dynamiczny, o czym świadczą m.in. informacje z przeglądu rynku geotermalnego w 2024 r. (2024 EGEC Geothermal Market Report. Key findings). Wskazują one, że w różnych stadiach realizacji w 2024 r. było około 400 geotermalnych systemów c.o. (niekiedy też chłodniczych, DHC) w 27 krajach.

W 2022–2024 r. wykonano co najmniej dziesięć odwiertów geotermalnych, inne były w różnych stadiach realizacji. Pozytywne z nich będą służyć ciepłownictwu poprzez systemy c.o. Większość dofinansowano z programów wsparcia energetycznego wykorzystania geotermii (m.in. „Polska Geotermia Plus”, „Udostępnianie wód termalnych w Polsce”). Wsparcie było też dostępne m.in. w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko. Inwestycje dotyczyły także modernizacji i rozbudowy zakładów geotermalnych, infrastruktury technicznej i ciepłowniczej. W 2023 r. wydano decyzje o dofinansowaniu kolejnych 30 odwiertów (<https://www.gov.pl/web/nfosigw/wyniki-konkursu3>). W 2024 i 2025 r. trwały negocjacje w sprawie umów pomiędzy NFOŚiGW i beneficjentami. Szczególne zainteresowanie budził odwiert w Szaflarach (planowana głębokość 7 km, osiągnięta 6,1 km). Jego wiercenie rozpoczęto w 2023 r., zakończono w 2025 r. Jest finansowany przez program „Rozpoznanie budowy geologicznej kraju”, beneficjentem jest Gmina Szaflary. Jego celem jest m.in. poszerzenie wiedzy o geologii i warunkach geotermalnych Podhala. Stwierdzone w tym odwiercie wody będą podstawą rozbudowy geotermalnego ogrzewania w tym regionie. W 2025 r. trwały m.in. testy hydrogeologiczne, prowadzono budowę magistrali ciepłowniczej do Nowego Targu.

W latach 2022–2025 obok projektów inwestycyjnych prowadzono różnorodne badania, prace badawczo-rozwojowe, działania szkoleniowe, informacyjne,

inne. Były one finansowane lub współfinansowane ze środków krajowych, unijnych, funduszy MF EOG i NFM, innych. Realizowano także niektóre tematy przewidziane w „Wieloletnim programie rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce do 2040 r. (z perspektywą do 2050 r.)” (MKiS 2021).

Z inicjatywy polskiego posła do Parlamentu Europejskiego, prof. Zdzisława Krasnodębskiego (wiceprzewodniczącego Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii), Parlament Europejski przyjął 18 stycznia 2024 r. rezolucję wzywającą do opracowania europejskiej strategii, która będzie miała na celu przyspieszenie inwestycji w energię geotermalną w całej Unii. W ślad za tym geotermia była m.in. jednym z tematów konferencji w ramach Prezydencji węgierskiej (2024 r.) i Prezydencji polskiej (1. połowa 2025 r.) – z inspiracji PSG, przy zaangażowaniu MKiŚ, PIG-PIB, AGH, IGSMiE PAN. Podjęto również prace nad opracowaniem takiej strategii (wrzesień 2025 r.).

W podsumowaniu można stwierdzić, że lata 2022–2025 przyniosły kolejne działania ukierunkowane na wzrost wykorzystania geotermii w Polsce, przede wszystkim w ciepłownictwie. Przejawiły się one poprzez uruchomienie trzech kolejnych ciepłowni geotermalnych (tym samym w Polsce od jesieni 2025 r. działa ich dziesięć), realizację następnych odwiertów, innych inwestycji. Rozwijała się też branża rekreacji. Za szerszym rozwojem zastosowania geotermii w Polsce przemawia także m.in. potrzeba dekarbonizacji ciepłownictwa, wzrostu lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, dążenie do stabilizacji cen ciepła. Argumentów w tym zakresie dostarczają m.in. pozytywne efekty już działających instalacji, stosunkowo wysoki poziom akceptacji społecznej, konkurencyjność ciepła geotermalnego w porównaniu z innymi źródłami. Istotnym czynnikiem jest przy tym współpraca różnych środowisk związanych z geotermią – praktyków, naukowców, samorządowców, przedsiębiorców, podmiotów decyzyjnych i finansujących.

Trzeba także podkreślić, że zasadniczym czynnikiem decydującym o zrównoważonej długoletniej eksploatacji wód oraz instalacji geotermalnych jest utrzymywanie stabilnych poziomów produktywności, a zwłaszcza chłonności odwiertów i stref przyodwiertowych. Problemy w tym zakresie dotyczą i mogą dotyczyć zwłaszcza instalacji na Niżu Polskim, gdzie wody mają niekiedy zarówno wysoką mineralizację, jak i skład fizykochemiczny, które mogą przyczyniać się do problemów w tym zakresie. Tym trudnościom należy jak najszybciej zapobiegać w skali całego sektora geotermii w Polsce, aby rozwijała się ona pomyślnie i zgodnie z oczekiwaniami.

Słowa kluczowe: energia geotermalna, wykorzystanie, przegląd, Polska, 2024–2025

Autorzy dziękują wszystkim osobom i instytucjom za współpracę oraz za informacje, które są podstawą tego przeglądu. Byli to: M. Słówek (Geotermia Mazowiecka SA), A. Karska (Geotermia Poddębice Sp. z o.o.), M. Pelczarska, W. Wartak (PEC Geotermia Podhalańska SA), B. Zieliński, R. Grabiec (Geotermia Pyrzyce Sp. z o.o.), A. Biedulski, M. Stelmach (G–Term Energy Sp. z o.o.), T. Mikołajczyk (PEC Sp. z o.o. w Sieradzu), S. Lorek (MPEC Konin Sp. z o.o.) P. Stasiak, J. Szwasz (Geotermia Koło Sp. z o.o.), J. Koczorowski (PORT PC).

An overview of the geothermal energy use in Poland in 2024–2025

The work presents an overview of the use of geothermal energy in Poland in 2024–2025. Similar former report was published in 2023 (Kępińska, Hajto 2023). Next periodic review of the state of geothermal energy use in Poland were prepared for the European Geothermal Congress 2025 (Kępińska, Hajto 2025). Data and some information are given according to the methodology of the European Geothermal Energy Council and the International Geothermal Association.

Similar as in past years, the use of geothermal energy and water in Poland primarily included district heating, balneotherapy and recreation. Nine geothermal district heating systems were operating in Poland during 2024 and by September 2025: in Podhale, Mszczonów, Pyrzyce, Uniejów, Stargard, Poddębice, Toruń, Koło and Sieradz (two latter since 2024). The tenth heating plant – in Konin – began operating in September 2025 (with construction completed in 2024). This represents an additional three geothermal heating plants compared to 2022. In 2024, the total installed capacity of the referenced geothermal systems amounted to ca. 219 MW (129 MW for seven heating plants in 2022; increase by 70%). The geothermal heat generation (by nine plants) was ca. 1,297 TJ in 2024 (1,122 TJ in 2022; 16% increase) (Table 1). The share of geothermal in total heat sales ranged from 4% to 99%, depending on the system. Individual geothermal systems operated in Kleszczów, Cudzynowice and Karpniki.

In 2024, there were fifteen localities in Poland where geothermal waters were applied in balneotherapy (fourteen of them with legal health resort status). In the recreational sector, at least nineteen resorts operated using geothermal waters, sometimes also heat. Other single uses included (similar like in previous years):

- wood drying – MEERI PAS facilities in Podhale (the system has been operating since 1993),
- heating the football pitch and pedestrian paths in Uniejów, heating some pavements in the premises of the AGH UST in Krakow, heating the car park at a recreation centre (Witów),
- production of cosmetics based on geothermal water from several towns,
- agricultural and food processing – Pyrzyce and Uniejów
- geothermal water used as potable water – Poddębice and Mszczonów,
- geothermal water used as warm tap water in some residential buildings – Uniejów,
- extraction of mineral salts from geothermal water – Ciechocinek and Iwonicz Zdrój,
- carbon dioxide extraction from geothermal water – Duszniki Zdrój.

The geothermal plants and installations operating in Poland in 2024 are shown on Figure 1. Table 1 summarises the main data of geothermal heating plants.



Fig. 1. Geothermal systems operating in Poland in 2024

- 1 – district heating systems, 2 – spas, 3 – recreation centres, 4 – wood drying,
5 – fish farms, 6 – individual heating systems

Table 1. Geothermal heat plants in Poland in 2024 (according to data provided by the operators)

Locality	Year of activation	Installed geothermal capacity [MW]	Total installed capacity [MW]	Geothermal heat sales [TJ]
Mszczonów	2000	2.5	7.1	15.2
Poddębice	2013	10.0	18.6	47.0
Podhale	1993	94.8	133.9	512.0
Pyrzyce	1996	12.0	28.0	20.0
Stargard	2006/2012	44.0	120.00	388.4
Uniejów	2006	3.2	7.4	21
Toruń	2022	18.00*	28.0*	~ 50
Koło	2024	17.4	55.9	16.4
Sieradz	2024	9.3	31.5	6.2
Konin	2025	8.1	111.2	0.0
Total		219.3	541.6	~1,076.2

* After opening in 2022, own estimates; possible higher heat generation (according to available information).

In the shallow geothermal sector, ground-source heat pump sales amounted to 6,000 units in 2024 (7,200 units in 2022 – a decline of over 25% in 2024; data according to PORT PC, www.portpc.pl). The total number of geothermal heat pumps installed in Poland in 2024 can be estimated at approximately 94,300 units (80,000 in 2022), their installed capacity in 2024 at approximately 965 MW (900 MW in 2022), and heat production at approximately 4,960 TJ (4,600 TJ in 2022). The „Clean Air” program was available, offering support for heat pumps, among other things (with a several-month break at the turn of 2024/2025). In terms of sales in 2024, Poland ranked sixth among European countries (2024 EGECE Geothermal Market Report. Key findings). After several years of dynamic development of the entire heat pump sector, in 2024 their sales fell by an average of over 35% year-on-year, continuing the downward trend (approx. 40%) that began in 2023. This was mainly due to unfavorable political and administrative decisions (<https://portpc.pl/trzy-bledy-polityczne-oslabily-rynek-pomp-ciepla-w-2024-roku-czas-na-korekte-kursu>). A similar trend was noted in other European countries (except Switzerland). Its causes range from macroeconomic factors to regulatory issues (2024 EGECE Geothermal Market Report).

According to the Central Statistical Office (GUS) for 2023, the share of geothermal energy in final energy consumption in the RES sector in Poland was less than 1% (deep geothermal, shallow geothermal/heat pumps). This was likely the case in 2024 as well (data for 2024 from the Central Statistical Office was not available during the preparation of this abstract). In 2024, Poland ranked thirteenth in Europe in terms of the number of operating geothermal heating networks (2024 EGECE Geothermal Market Report. Key Findings), while in 2022 it was tenth. In 2025 and in subsequent years geothermal energy will be introduced into next heating grids. However, the gap with other countries may persist, as progress there remains dynamic, as evidenced by, among other things, information from the 2024 EGECE Geothermal Market Report. Key findings. These findings indicate that approximately 400 geothermal heating systems (sometimes also DHCs) were in various stages of implementation in 27 countries in 2024.

At least ten geothermal wells were drilled in 2022–2024, while others were in various stages of completion. The successful ones will serve the heating sector through central heating systems. Most were co-financed by geothermal energy support programs (including „Polish Geotermia Plus” and „Sharing Thermal Waters in Poland”). Support was also available from programs such as the Infrastructure and Environment Operational Program. Investments also included the modernization and expansion of geothermal plants, technical infrastructure, and heating infrastructure. In 2023, decisions were issued to co-finance another 30 wells (<https://www.gov.pl/web/nfosigw/wyniki-konkursu3>). Negotiations regarding agreements between the National Fund for Environmental Protection and Water Management (NFEP&WM) and the beneficiaries were underway in 2024 and 2025. The borehole in Szaflary (planned depth: 7 km, reached 6.1 km) generated particular interest. Drilling began in 2023 and was completed in 2025. It is financed by the „Recognition of the Geological Structure of the Country” program, and the beneficiary is the Szaflary Commune. Its goals include expanding knowledge of the geology and geothermal conditions of the Podhale region. The waters detected in this borehole will form the basis for expanding geothermal heating in the region. In 2025, hydrogeological tests were underway, among other things, and construction of a district heating pipeline to Nowy Targ was underway.

In 2022–2025, alongside investment projects, various studies, research and development projects, training, informational activities, and other initiatives were conducted. These were financed or co-financed from national and EU

funds, the EEA and NFM funds, and others. Some of the topics included in the „Multiannual Programme for the Development of Geothermal Resources in Poland until 2040 (with a 2050 Outlook)” (Ministry of Climate & Environment 2021) were also implemented. At the initiative of Polish Member of the European Parliament, Professor Zdzisław Krasnodębski (Vice-Chairman of the Committee on Industry, Research and Energy), the European Parliament adopted a resolution on January 18, 2024, calling for the development of a European strategy aimed at accelerating investment in geothermal energy throughout the EU. Following this, geothermal energy was, among other things, included in the list of priorities. one of the conference topics under the Hungarian Presidency (2024) and the Polish Presidency (1st half of 2025) – inspired by the PSG, with the involvement of the Ministry of Climate & Environment, the Polish Geological Institute-National Research Institute, the AGH University of Science and Technology, and the Mineral & Energy Economy Research Institute PAS. Works were also underway on developing such a strategy (September 2025).

In summary, the years 2022–2025 saw further activities aimed at increasing the use of geothermal energy in Poland, primarily in heating. These efforts included the launch of three more geothermal heating plants (taking ten to be operational in Poland as of autumn 2025), the completion of further drilling, and other investments. The recreation industry also continued to grow. The need to decarbonize the heating sector, increase local energy security, and strive for heat price stabilization also support the broader development of geothermal energy in Poland. Arguments in this regard include the positive effects of existing installations, the relatively high level of social acceptance, and the competitiveness of geothermal heat compared to other sources. Collaboration between various groups involved in geothermal energy – practitioners, scientists, local government officials, entrepreneurs, decision-makers, and financing entities – are also important factors. It is also important to emphasize that maintaining stable productivity levels, particularly the absorption capacity of wells and the surrounding areas, is a key factor in ensuring the long-term sustainability of water and geothermal installations. Problems in this regard are and may be particularly acute for installations in the Polish Lowlands, where waters sometimes have both high mineralization and a physicochemical composition that can contribute to these problems. These challenges must be addressed as quickly as possible across the entire geothermal sector in Poland, ensuring its successful and expected development.

Keywords: geothermal energy, use, overview, Poland, 2024–2025

The authors would like to thank all individuals and institutions for their cooperation and for the information that formed the basis of this review. They were: M. Słówek (Geotermia Mazowiecka SA), A. Karska (Geotermia Poddębice Sp. z o.o.), M. Pelczarska, W. Wartak (PEC Geotermia Podhalańska SA), B. Zieliński, R. Grabiec (Geotermia Pyrzyce Sp. z o.o.), A. Biedulski, M. Stelmach (G–Term Energy Sp. z o.o.), T. Mikołajczyk (PEC Sp. z o.o. in Sieradz), S. Lorek (MPEC Konin Sp. z o.o.), P. Stasiak, J. Szwał (Geotermia Koło Sp. z o.o.), J. Koczorowski (PORT PC).

Literatura/References

- 2024 EGEC Geothermal Market Report. Key findings. [Online:] <https://www.egec.org/media-publications/egec-market-report-2024-key-findings/> [Dostęp: 15-09-2025].
- Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 grudnia 2024 r. Praca zbiorowa pod redakcją M. Szuflickiego, A. Malon, M. Tymińskiego. Warszawa: Wyd. PIG-PIB. GUS, US w Rzeszowie, 2024. Energia ze źródeł odnawialnych w 2023 r. Warszawa, Rzeszów. [Online:] https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/en/defaultaktualnosci/3304/3/16/1/energia_ze_zrodel_odnawialnych_w_2023_r._publikacja_w_formacie_pdf.pdf [Dostęp: 15-09-2025].
- Kępińska B., Hajto M. 2023. Przegląd wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2022–2023. Książka rozszerzonych abstraktów. VIII Ogólnopolski Kongres Geotermalny 2023. [Online:] <https://kongresgeotermalny.pl/wazne/ksiazka-rozszerzonych-abstraktow/> [Dostęp: 15-09-2025].
- Kępińska B., Hajto M. 2025. Geothermal Energy Use, Country Update for Poland, 2022–2024. Proceedings, European Geothermal Congress 2025. Zurich, Switzerland | 6–10 October 2025 (przesłany na Kongres).
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021. Wieloletni program rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce do 2024 r. z perspektywą do 2050 r. Warszawa. [Online:] <https://portpc.pl/trzy-bledy-polityczne-oslabily-rynek-pomp-ciepla-w-2024-roku-czas-na-korekte-kursu> [Dostęp: 15-09-2025].
- www.portpc.pl

Energetyka węglowa w Unii Europejskiej: schyłek epoki czy strategiczna rezerwa?

Anna KIELERZ*, Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK*

** Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie, Oddział w Katowicach*

Energetyka węglowa w Unii Europejskiej od dekad stanowiła fundament rozwoju przemysłu i bezpieczeństwa energetycznego, lecz dziś znajduje się na rozdrożu między wygaszeniem a strategicznym wykorzystaniem.

Prezentacja stanowi próbę analizy roli węgla kamiennego w polityce energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, z uwzględnieniem aspektów technologicznych, ekonomicznych oraz społecznych. Zarysowane zostają historyczne uwarunkowania wykorzystania węgla w UE oraz jego aktualny udział w miksie energetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem państw o wysokim poziomie zależności (np. Polska, Niemcy).

Omówieniu poddano instrumenty regulacyjne (pakiet Fit for 55, system ETS), które determinują kierunek transformacji w stronę neutralności klimatycznej. Wystąpienie analizuje również implikacje odejścia od energetyki węglowej dla bezpieczeństwa energetycznego UE w warunkach niestabilności geopolitycznej oraz identyfikuje potencjał tzw. technologii czystego węgla.

Szczególną uwagę poświęcono kosztom społeczno-ekonomicznym procesu transformacji oraz roli funduszy europejskich w łagodzeniu skutków restrukturyzacji regionów górniczych. W zestawieniu z globalnymi trendami (Chiny, Indie, USA) postawiono pytanie, czy UE działa realistycznie. Wskazano możliwe scenariusze dalszej ewolucji energetyki węglowej, rozpatrując węgiel zarówno jako wygasający surowiec, jak i strategiczną rezerwę w systemie energetycznym.

Słowa kluczowe: węgiel, transformacja energetyczna, polityka klimatyczna

Kompensacja energii w konwencjonalnych blokach energetycznych

Tomasz KLAPSA

Kompensowanie energii w konwencjonalnych blokach energetycznych jest realizowane poprzez zaniżenia mocy. Dobowa zmienność obciążeń wykorzystywana jest do maksimum możliwości technicznych bloków. Kolejną zagadką techniczną jest to, jak energetyka zawodowa poradzi sobie ze zmniejszeniem minimum technicznego bloków.

Praca bloków przy minimalnej mocy zdecydowanie pogarsza sprawność i zwiększa emisyjność. Producenci widzą związany z tym problem finansowy, a urzędy obserwują malejące wpływy z opłat za korzystanie ze środowiska przy zmniejszonej produkcji.

Dalsze podnoszenie zdolności bloków do kompensowania energii pociąga za sobą zwiększenie nakładów na rozwój innowacyjnych rozwiązań obniżających minimum techniczne bloków. Jedną z propozycji na obniżenie mocy i utrzymanie wysokiej sprawności jest innowacyjna technologia regulacji parametrów pary wylotowej z kotłów energetycznych pod nazwą „dysza Łukasiewicza”. Regulacja polega na podniesieniu temperatury pary świeżej oraz rozprężeniu jej w segmencie dyszowym. Dzięki tym zabiegom para wodna osiąga wyższą entalpię pomiędzy kotłem a turbiną. Ponadto zwiększa się pole wewnątrz obiegu parowo-wodnego Clausiusa-Rankine’a na wykresie entropowym.

Jest to technologia zwiększająca zdolność do magazynowania i kompensacji energii w zawodowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Projekt dodatkowej regulacji w obiegu termodynamicznym umożliwia zmniejszenie produkcji w konwencjonalnych blokach. Dysza Łukasiewicza zmniejsza ilość spalanych paliw stałych i dzięki temu jest rozwiązaniem zwiększającym udział odnawialnych źródeł energii w Krajowym Systemie Energetycznym.

Czasami parametry projektowe kotłów są wyższe niż turbin. Wtedy dysza daje możliwość podniesienia ciśnienia i temperatury powyżej dopuszczalnych parametrów dla turbiny. Przykładowo, jeżeli kocioł opalany biomasą ma parametry eksploatacyjne 10 MPa i 535°C i są one wyższe niż dopuszczalne dla turbiny 6 MPa i 505°C, to instalacja dyszy Łukasiewicza może optymalnie wyregulować ich parametry pracy i w konsekwencji obniżyć wskaźnik jednostkowego zużycia ciepła nawet o około 100 kJ/MWh.

Typowa regulacja bloków energetycznych realizowana jest w turbinach. Podstawową regulacją parametrów czynnika obiegowego jest regulacja dławieniowa, napełnieniowa lub poślizgowa. Zabudowanie dodatkowego członu regulującego na kotle umożliwia podwyższenie entalpii i parametrów wylotowych pary świeżej. Wymaga to uzgodnień z projektantami i odbioru przez Urząd Dozoru Technicznego, ale jest to korzystniejsza metoda niż budowa magazynów energii. Dysza Łukasiewicza poprawia sprawność obiegów termodynamicznych, zwiększa maksymalną moc bloków i umożliwia obniżenie ich minimum technicznego. Obniżenie minimalnej mocy elektrowni konwencjonalnych pozwala na osiągnięcie w KSE zaplanowanego udziału siłowni wiatrowych i fotowoltaicznych w miksie energetycznym oraz zwiększenie udziału biomasy.

Innowacja polega na usprawnieniach wbudowanych w ciąg technologiczny bloków energetycznych. Zabudowanie regulacji na kotle umożliwia podwyższenie maksymalnej entalpii pary, co przedstawiono na wykresie i-s. Konstrukcja dyszy Łukasiewicza może być łatwiejsza dla kotłów, dla których na tabliczce znamionowej producent przewidział wyższą dopuszczalną temperaturę pary niż parametry podczas normalnej eksploatacji. Dodatkowy przegrzew jest możliwy, gdy zastosowano odpowiednie gatunki stali z większą zawartością chromu i niklu, np. 10H2M lub X8CrNi19. Instalację dyszy Łukasiewicza można zagospodarować przy współpalaniu gazu do podwyższenia maksymalnej wartości entalpii pary nawet o 200 kJ/kg.

Projekt jest szczególnie korzystny dla bloków, które podczas normalnej eksploatacji mają niektóre zawory regulacyjne zamknięte lub przymknięte w regulacji dławieniowej. Dokładne symulacje i obliczenia tak zmodyfikowanego obiegu parowo-wodnego ukazują korzyści w całym zakresie obciążeń, ale szczególnie duże podczas pracy ze zmniejszoną mocą. Dodatkowa regulacja kotła optymalizuje obieg parowo-wodny, a wręcz jest niezbędna dla obniżenia minimum technicznego.

Obszary zaburzone działalnością górniczą i formy antropogeniczne – rozmieszczenie w województwie śląskim

Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK*, Julia GODYŃ**, Mikołaj PAWLAK**,
Kinga WAWRZONEK**

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*

*** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie*

e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl

Województwo śląskie to silnie uprzemysłowiony i najbardziej zurbanizowany region Polski, a granice między poszczególnymi miastami często zacierają się przestrzennie i funkcjonalnie. Główne obszary uprzemysłowione związane są ściśle z górnictwem i różnymi formami działalności górniczej, a ich wpływ jest obserwowany w środowisku. Celem analizy jest zestawienie obszarów o wysokim stopniu naturalności z terenami o zaznaczonej silnej antropopresji przemysłowej. Opracowano podział tematyczny oraz wizualizację graficzną województwa śląskiego dla dwóch grup obszarów i obiektów, wykorzystując dane przestrzenne z ogólnodostępnych baz danych. W grupie obszarów zaburzonych działalnością przemysłową uwzględniono tereny górnicze, obszary poprzemysłowe, składowiska odpadów, hałdy pogórnice, infrastrukturę komunikacyjną oraz obszary zurbanizowane. Takie obszary czy obiekty określono jako potencjalnie zdegradowane. W obszarach zurbanizowanych uwzględniono miasta należące do Metropolii Górnośląskiej oraz dodatkowo miasta, które przekraczają 100 tys. mieszkańców. Z uwagi na intensywną urbanizację oraz wieloletnią działalność przemysłową miasta te nie powinny być traktowane jako obszary o charakterze naturalnym. W grupie obszarów o charakterze naturalnym i względnie nieprzekształconych uwzględniono natomiast parki narodowe i krajobrazowe, obszary Natura 2000, korytarze ekologiczne, a także lasy i tereny pól uprawnych. Analiza danych geograficznych i przestrzennych z podziałem na dwie grupy obszarów została przeprowadzona z zastosowaniem narzędzi GIS. Wyniki analizy potwierdziły silną koncentrację terenów zdegradowanych w centralnej i południowo-zachodniej części województwa (Górnośląski Okręg Przemysłowy, Rybnicki Okręg Węglowy). Jednocześnie obserwuje się zachowanie przestrzeni o istotnej wartości przyrodniczej w rejonach górskich (Beskidy) oraz północnej części województwa śląskiego (Jura Krakowsko-Często-

chowska). Takie zestawienie może stanowić narzędzie umożliwiające wstępną ocenę skali przekształceń środowiska i być przydatne do dalszych analiz na poziomie regionalnym, związanych z planowaniem przestrzennym, monitoringiem jakości środowiska oraz projektowaniem działań rekultywacyjnych. Zachowane tereny naturalne są natomiast kluczowe dla prowadzenia analiz porównawczych i wyznaczania lokalnego tła geochemicznego obszaru.

Słowa kluczowe: tereny górnicze, hałdy, obszary zurbanizowane, obszary naturalne, rozmieszczenie obiektów i obszarów

Wykorzystane strony

<https://www.geoportal.gov.pl/>

<https://stat.gov.pl/>

<https://www.pgi.gov.pl/>

<https://emgsp.pgi.gov.pl/emgsp/>

<https://geologia.pgi.gov.pl/mapy/>

<https://geoserwis.gdos.gov.pl/mapy/>

<https://www.gov.pl/web/gdos/dostep-do-danych-geoprzestrzennych>

Odpady ulegające biodegradacji w wybranych sektorach gospodarki jako potencjał do produkcji biogazu

Beata KŁOJZY-KARCZMARCZYK*, Said MAKOUDI*

* *Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*
e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl; makoudi@min-pan.krakow.pl

Do odpadów ulegających biodegradacji w zależności od źródła wytwarzania zalicza się odpady komunalne ulegające biodegradacji oraz odpady ulegające biodegradacji inne niż komunalne. Odpady ulegające biodegradacji inne niż komunalne to wybrane rodzaje grup 02, 03 oraz 19, przy czym do przetwarzania w biogazowniach kierowane są odpady grup 02 i 19. Mogą być one przetwarzane w instalacjach określanych często jako biogazownie rolnicze oraz biogazownie przy oczyszczalniach ścieków. Zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r. odpady stosowane do produkcji biogazu są jednym ze składników w produkcji energii odnawialnej. Zakres stosowania surowców i odpadów jako substratów do produkcji biogazu jest określony w Rozporządzeniu Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z 2023 roku w sprawie szczegółowej listy substratów możliwych do wykorzystania w biogazowni rolniczej. Literatura (Krasuska i in. 2024) podaje, że bioodpady komunalne selektywnie zebrane oraz bioodpady pochodzące z sektora rolno-spożywczego kierowane do produkcji biogazu w biogazowniach stanowią zaledwie 6% substratów do produkcji biogazu ogółem. Pozostała masa to substraty pochodzące z produkcji rolnej roślinnej i zwierzęcej, ale nieposiadające statusu odpadów. W ramach prezentowanej analizy rozpoznano stan aktualny oraz tendencje zmian w ciągu lat 2014–2023 w zakresie charakteru i wielkości strumienia odpadów kierowanych do produkcji biogazu rolniczego (dane KOWR). Analiza wykazała, że do produkcji biogazu kierowane są przede wszystkim substraty pochodzące z sektora rolno-spożywczego, przy czym materiał kierowany jest jako odpady oraz jako produkty uboczne. Substraty kierowane do produkcji biogazu powstają głównie w rolnictwie oraz przemyśle przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia roślinnego i zwierzęcego, przemyśle piwowarskim, ubojniach drobiu, zakładach mięsnych, przemyśle chłodniczym, zakładach mleczarskich, zakładach przemysłu piekarniczego i cukierniczego. Trudnym zagadnieniem jest jednoznaczne rozdzielanie strumienia kierowanego jako odpady lub jako produkty uboczne, a kierunek

zależy od postępowania przyjętego przez wytwórcę. Wykaz substratów stosowanych do produkcji biogazu rolniczego w Polsce w 2023 roku (według wykazu KOWR) uzupełniono o potencjalne kody odpadów. Zgodnie z takim postępowaniem można wnioskować, że sumaryczny udział substratów kierowanych do biogazowni, które mogą być uznane za odpady, wynosi 49,6%, natomiast sumaryczny udział substratów stanowiących produkt uboczny produkcji rolniczej wynosi 50,4%.

Słowa kluczowe: sektor rolno-spożywczy, substraty, odpady ulegające biodegradacji

Literatura

- KPGO 2028 – Krajowy plan gospodarki odpadami na lata 2023–2028. Uchwała nr 96 Rady Ministrów z dnia 12 czerwca 2023 r. w sprawie Krajowego planu gospodarki odpadami 2028 (M.P. z 2023 r., poz. 702).
- Krasuska i in. 2024 – Krasuska E., Waliszewska H., Krzymiński M., Lenart K., Popkiewicz M., Racięcki W. 2024 – Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego, NCBR 2024. [Online:] <https://symulatorsystemuenergetycznego.ncbr.gov.pl/....> [Dostęp: 11.09.2025].
- Dane KOWR – Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa. [Online:] (<https://www.gov.pl/web/kowr/>) [Dostęp: 11.09.2025].
- Dane GUS – Główny Urząd Statystyczny. [Online:] <https://stat.gov.pl/> [Dostęp: 11.09.2025].
- Dane ARiMR – Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa. [Online:] (<https://www.gov.pl/web/arimr/>) [Dostęp: 11.09.2025].

Tekstylna frakcja energetyczna w strumieniu niesegregowanych odpadów komunalnych i prognozowane zmiany

Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK*, Said MAKOUDI*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl; makoudi@min-pan.krakow.pl*

Frakcja tekstylna wydzielona z odpadów komunalnych obejmuje odpady tekstyliów i odzieży. Literatura podaje, że wartość opałowa tekstyliów jest zmienna i jednocześnie wysoka, najczęściej mieści się w granicach 12–18 MJ/kg. Do końca 2024 roku odpady tekstyliów i odzieży wytwarzane przez mieszkańców zasilały z reguły strumień odpadów zbieranych w sposób zmieszany (niesegregowane odpady komunalne). Tylko niewielka ich część zbierana była w sposób selektywny (odpady o kodach 15 01 09, 20 01 10, 20 01 11). Od 1 stycznia 2025 roku kraje członkowskie UE zobowiązane zostały do wdrożenia selektywnej zbiórki odpadów tekstyliów i odzieży (dyrektywa UE 2018/851), zatem wielkość selektywnego zbierania frakcji tekstylnej powinna sukcesywnie wzrastać w kolejnych latach, przy jednoczesnym zmniejszaniu strumienia niesegregowanych odpadów komunalnych (o kodzie 20 03 01). W wyniku przetwarzania odpadów niesegregowanych (zmieszanych) wytwarzane są odpady zawierające w swoim składzie odpady tekstyliów i odzieży o kodach 19 12 12 oraz 19 12 10. Odpady tekstyliów i odzieży stanowią podstawowy składnik frakcji palnej odpadów komunalnych, a zasilając odpady o kodzie 19 12 10, mogą zostać zagospodarowane jako paliwo alternatywne. Badania składu morfologicznego niesegregowanych odpadów komunalnych prowadzone przez zespół IOŚ-PIB wykazują, że udział odpadów tekstyliów i odzieży w strumieniu odpadów niesegregowanych wynosi 3,3%. W skali całej Polski w 2024 roku (dane GUS) wytworzono 14 158 394 Mg odpadów komunalnych, z czego w sposób zmieszany zebrano 8 206 806 Mg. Taka wartość pozwala na stwierdzenie, że w skali całego kraju szacowana masa odpadów tekstyliów i odzieży sięga 270 825 Mg. Biorąc pod uwagę odmienną metodę szacowania opartą na założonych w KPGO 2028 udziałach w masie odpadów komunalnych wytwarzanych ogółem z podziałem na charakter gmin, wielkość strumienia wytwarzanych odpadów tekstyliów i odzieży jest nieco niższa i wynosi 237 423 Mg. Wydzielenie odpadów tekstyliów i odzieży ze strumienia niesegregowanych odpadów komunalnych

i skierowanie ich do odpowiedniego przetworzenia przyczyni się do wzrostu poziomów przygotowania do ponownego użycia i recyklingu w poszczególnych gminach. Przy założeniu całościowego wydzielenia odpadów tekstyliów i odzieży w skali całej Polski prognozuje się wzrost wartości uzyskanego poziomu przygotowania do ponownego użycia i recyklingu o około 2%. W poszczególnych gminach wzrost poziomu będzie zróżnicowany. Jednocześnie odpady te będą stanowić wysokoenergetyczną frakcję odpadową, zebraną selektywnie, zatem frakcję o wysokiej czystości, możliwą do zagospodarowania w różnej formie.

Słowa kluczowe: odpady tekstyliów, odpady odzieży, niesegregowane odpady komunalne, poziom recyklingu, paliwo alternatywne

Literatura

KPGO 2028 – Krajowy plan gospodarki odpadami na lata 2023–2028. Uchwała nr 96 Rady Ministrów z dnia 12 czerwca 2023 r. w sprawie Krajowego planu gospodarki odpadami 2028 (M.P. z 2023 r., poz. 702).

Raport IOŚ-PIB 2022 – Morfologia odpadów komunalnych wytwarzanych w Polsce (zespół autorski IOŚ-PIB: Szczepański K., Waszczyłko-Miłkowska B., Kamińska-Borak J.), Warszawa 2022.

Dane GUS – Główny Urząd Statystyczny. [Online:] <https://stat.gov.pl/> [Dostęp: 11.09.2025].

Projekt CEEGS – międzysektorowa technologia w transformacji energetycznej. Scenariusze geologiczne

Alicja KOT-NIEWIADOMSKA*, Jarosław KAMYK*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;*

Polskie Stowarzyszenie Wyceny Złóż Kopalin

e-mail: akot-niewiadomska@min-pan.krakow.pl; kamyk@min-pan.krakow.pl

CEEGS (CO₂ Based Electrothermal Energy and Geological Storage System) to trzyletni projekt finansowany z programu Horyzont 2020, który ma na celu opracowanie międzysektorowej technologii łączącej system magazynowania energii odnawialnej, magazynowania CO₂ w formacjach geologicznych oraz pozyskiwania ciepła ze źródeł geotermalnych. Wysoko pojemna technologia ma stanowić istotne wsparcie dla procesu transformacji energetycznej poprzez system magazynowania energii oparty na transkrytycznym cyklu CO₂. Wykorzystuje on dwutlenek węgla (jako czynnik chłodzący) do pochłaniania i usuwania ciepła z przestrzeni, przenosząc je w inne miejsce poprzez cykl sprężania, kondensacji, rozprężania i parowania. Proces składa się z dwóch etapów: najpierw następuje faza sprężania gazu, jego schłodzenia i skroplenia do postaci ciekłej, a następnie faza rozprężania i parowania w celu pochłonięcia ciepła z chłodzonej przestrzeni. System może być połączony z miejską siecią ciepłowniczą lub grzewczą lub zakładem przemysłowym, co daje mu wysoce użyteczny charakter.

W fazie wstępnej projektu zdefiniowano scenariusze geologiczne, w których technologia CEEGS może efektywnie magazynować energię i promować sekwestrację CO₂ pod powierzchnią. Szczególna uwaga zwrócona została na takie parametry jak: głębokość złoża, parametry petrofizyczne i warunki hydrauliczne w odwiertach i potencjalnych zbiornikach geologicznych. Analiza objęła ośrodki porowate – zarówno głębokie warstwy wodonośne (solanki), jak i wyeksploatowane złoża węglowodorów oraz kawerny solne. Scenariusze objęły różne konfiguracje głębokich warstw wodonośnych solankowych (struktura otwarta, zamknięta, dwie warstwy wodonośne), wyeksploatowane złoża węglowodorów (struktura zamknięta), geotermalny system sedymentacyjny oraz kawerny solne (jedna pojedyncza kawerna z powierzchniowym magazynowaniem CO₂ i dwie kawerny solne). Ośrodki porowate badano za pomocą narzędzi numerycznych

obejmujących jedynie komponenty podpowierzchniowe, a kawerny solne za pomocą rozwiązań półanalitycznych, obejmujących zarówno komponenty instalacji podziemnych, jak i powierzchniowych. Do symulacji wykorzystano dane rzeczywiste dla potencjalnych miejsc składowania CO₂ w Portugalii i Hiszpanii oraz eksploatacji wód geotermalnych w Niemczech. W konsekwencji zaleca się, aby przy wyborze lokalizacji dla ośrodków porowatych mniej uwagi poświęcać znalezieniu takich o wysokiej przepuszczalności i porowatości oraz bardzo dużej grubości (jak to często ma miejsce w przypadku technologii składowania CO₂), a sugeruje się, że złoża cieńsze o niższej jakości mogą stwarzać korzystniejsze warunki dla CEEGS. Zaleca się również, aby minimalna głębokość ośrodka była większa niż w przypadku składowania CO₂ – co najmniej 1300 m, aby uniknąć przejścia fazowego CO₂ w odwiercie. Symulacje faworyzują więc głębsze warstwy wodonośne lub systemy geotermalne do wdrożenia CEEGS, przy czym płytsze warstwy wodonośne (czy to pojedynczy zbiornik zatłaczający i produkcyjny, czy dwa zbiorniki na różnych głębokościach) zapewniają niższą sprawność, ponieważ CO₂ jest produkowany w postaci gazu. Zamknięte granice głębokiego zbiornika solankowego również budziły obawy dotyczące ilości solanki produkowanej wraz z CO₂ i wymuszały niższe natężenia przepływu ze względu na ograniczenia wzrostu ciśnienia. Scenariusze z otwartymi granicami głębokiego zbiornika solankowego oraz scenariusz geotermalny generują najbardziej interesujące wskaźniki sprawności brutto i zrównoważonego rozwoju, oceniane na podstawie iniekcji i wydajności odwiertu, odzwierciedlając dodatkowy udział ciepła geotermalnego.

Szczegółowe informacje o projekcie i postęp prac można znaleźć pod adresem: <https://ceegsproject.eu>

Dekarbonizacja sektora bytowo-komunalnego w Polsce do 2040 roku – porównanie emisyjności źródeł grzewczych według scenariuszy w projekcie ReduCost

Robert KUBICA*, Tomasz MIROWSKI**, Julia DOMAGAŁA**

** Politechnika Śląska*

*** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*

Celem projektu ReduCost jest ocena technicznego potencjału zmniejszenia emisji zanieczyszczeń substancji do powietrza w Polsce przy jednoczesnym uwzględnieniu kosztów zastosowanej technologii, a także kosztów ekonomicznych i społecznych działań redukcyjnych. W ramach analiz dla sektora bytowo-komunalnego opracowano i porównano dwa scenariusze transformacji energetycznej do roku 2040: BAU (Business As Usual), zakładający kontynuację obecnych polityk i stopniowe ograniczanie udziału węgla, oraz MFR (Maximum Feasible Reduction), uwzględniający wdrożenie dodatkowych środków, głęboką modernizację budynków i szerokie zastosowanie technologii nisko- i zero-emisyjnych.

Rezultatem prac jest zestawienie emisyjności i efektywności różnych technologii grzewczych w perspektywie 2040 roku oraz identyfikacja możliwych ścieżek dekarbonizacji badanego sektora. Rokiem bazowym był 2022. Scenariusz BAU pozwala na znaczącą redukcję emisji pyłów, jednak pełny potencjał ujawnia się dopiero w scenariuszu MFR, w którym możliwe jest całkowite wyeliminowanie paliw kopalnych, wysoka redukcja emisji pyłów oraz istotne ograniczenie innych zanieczyszczeń powietrza przy założeniu poprawy efektywności energetycznej budynków (redukcja wskaźnika Ek o 60% do 2040 roku).

W pracy przedstawiono założenia do scenariuszy oraz przyjęte do obliczeń wskaźniki emisji na jednostkę energii dla źródeł grzewczych stosowanych w sektorze bytowo-komunalnym w Polsce. Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują, że dekarbonizacja analizowanego sektora wymaga zastąpienia tradycyjnych źródeł spalania paliw stałych nowoczesnymi technologiami wysokosprawnymi (BAT) oraz perspektywicznie jeszcze niedostępnymi technikami BNAT (Best Not (yet) Available Techniques), przy równoczesnym wdrażaniu OZE i elektryfikacji ogrzewnictwa.

Analiza wpływu generacji odnawialnych źródeł energii na ceny energii na Towarowej Giełdzie Energii

Magdalena LAZAREK-JANOWSKA, Paweł WŁOCH

Od ponad 20 lat realizowana jest w Polsce transformacja energetyczna polegająca na rozwoju odnawialnych źródeł energii. Przez wiele lat ich udział w zainstalowanej mocy wytwórczej był niezauważalny. W 2023 roku to się zmieniło. Na Towarowej Giełdzie Energii odnotowano po raz pierwszy ujemne ceny energii, a operator systemu przesyłowego wydał polecenie przewencyjnego odłączenia odnawialnych źródeł energii, kierując się dbałością o bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Obecnie znaczący udział w generowaniu źródeł odnawialnych w polskim systemie mają energetyka wiatrowa i fotowoltaika. Celem niniejszego artykułu jest zaprezentowanie wyników badań, których celem było zweryfikowanie, czy generacja ze źródeł odnawialnych może być traktowana jako czynnik implikujący ceny na Towarowej Giełdzie Energii, a co za tym idzie, czy możliwe jest prognozowanie generacji ze źródeł, a jednocześnie prognozowanie cen energii.

Słowa kluczowe: Towarowa Giełda Energii, odnawialne źródła energii, fixing, merit order, krzywa kaczki

Energoelektryka i ciepłownictwo na drodze do neutralności klimatycznej

Janusz LEWANDOWSKI*

** Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej
e-mail: janusz.lewandowski@pw.edu.pl*

W referacie przedstawiony zostanie aktualny stan transformacji elektroenergetyki i ciepłownictwa w kierunku bezemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Omówiona zostanie ścieżka transformacji przedstawiona w dokumencie Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPiEK) oraz kierunki rozpoczętych i planowanych inwestycji. W przypadku ciepłownictwa są one wynikiem działań spowodowanych możliwością uzyskania bezpośredniego wsparcia UE dla inwestycji skutkujących znacznym zmniejszeniem emisyjności. W przypadku elektroenergetyki inwestycje związane są z szybkim zamykaniem elektrowni węglowych i budową gazowych wobec utraty konkurencyjności wytwarzania energii elektrycznej z węgla wobec gazu. Praktycznie wszystkie te inwestycje są wspomagane ze środków publicznych (pomoc publiczna), a tym samym muszą spełniać wymogi taksonomii UE. W tym kontekście przedstawione zostaną często wymagania, jakie zaczną obowiązywać w 2035 roku.

Omówione zostaną niedoceniane i niewłaściwie komunikowane społeczeństwu problemy związane z magazynowaniem energii.

Na tle omówionego stanu sektora energetyki zaprezentowane zostanie stanowisko Komitetu Problemów Energetyki PAN w sprawie finansowania badań rozwojowych i wdrożeniowych w zakresie bezemisyjnych technologii w energetyce.

Przegląd nowoczesnych trendów w wykorzystaniu biomasy w kontekście realizacji polityk klimatyczno-energetycznych krajów OECD do 2050 roku

Tomasz MIROWSKI*, Julia DOMAGAŁA*, Wiktor PACURA*,
Maciej STODÓŁKIEWICZ**

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*

*** Wydział Prawa i Administracji. Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie*

Biomasa stanowi kluczowy element transformacji energetycznej krajów OECD zasobnych w ten rodzaj surowca energetycznego, umożliwiając dekarbonizację przy jednoczesnym wspieraniu gospodarki o obiegu zamkniętym. Tradycyjne wykorzystanie bioenergii oparte na spalaniu drewna w prostych instalacjach jest stopniowo wypierane przez nowoczesne technologie, takie jak kogeneracja, biopaliwa ciekłe i gazowe, a także procesy termochemiczne (toryfikacja, piroliza, zgazowanie). Szczególnie duże znaczenie ma kaskadowe wykorzystanie biomasy – od zastosowań materiałowych, przez przetwarzanie pozostałości, aż po energetykę – zgodnie z wytycznymi UE i Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA).

W scenariuszu Net Zero IEA z 2023 roku bioenergia i biopaliwa stają się podstawą dekarbonizacji w transporcie, ciepłownictwie i przemyśle, wspierając rozwój technologii CCUS i BECCS. W tym kontekście technologia toryfikacji biomasy, traktowana jako przyszłościowa do produkcji biopaliwa stałego II generacji, zyskuje na znaczeniu dzięki wyższej gęstości energetycznej i odporności na wilgoć, co pozwala na globalny handel, jak w przypadku węgla kamiennego, tylko w znacznie mniejszej skali.

W perspektywie do 2050 roku rośnie znaczenie upraw dedykowanych, oferujących wysoką produktywność biomasy, długowieczność plantacji i potencjał sekwestracji CO₂.

W referacie dokonano analizy polityk krajów OECD oraz krajów partnerskich (Brazylia), której wynikiem jest dywersyfikacja podejść: Skandynawia i Austria rozwijają ciepłownictwo oparte na biomasie i BECCS, Kanada i USA inwestują w biorafinerie i zrównoważone paliwa lotnicze (SAF), Holandia i Belgia promują wykorzystanie biomasy w chemii i materiałach, a Brazylia rozszerza produkcję bioetanolu celulozowego. Biomasa jawi się jako stabilny i wielofunkcyjny filar realizacji celów klimatycznych do 2050 roku, łączący redukcję emisji, bezpieczeństwo energetyczne i rozwój lokalnych gospodarek.

Zwiększenie efektywności energetycznej dzięki zaawansowanym modelom prognozowania

Kamil MISIUREK*, Tadeusz OLKUSKI*, Janusz ZYŚK*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
e-mail: kmisiurek@agh.edu.pl; olkuski@agh.edu.pl; jazysk@agh.edu.pl*

Wzrost kosztów energii i globalne cele zrównoważonego rozwoju sprawiają, że zwiększenie efektywności energetycznej staje się priorytetem. Wraz ze wzrostem liczby danych możliwości ich wykorzystania rosną. Z pomocą przy ich porządkowaniu i analizie przychodzą modele prognozowania, oparte na uczeniu maszynowym i głębokim uczeniu. Modele te mogą zwiększyć efektywność energetyczną i zredukować straty energii. Głównym celem artykułu jest pokazanie, jak wdrożenie modeli prognostycznych w różnych sektorach prowadzi do oszczędności finansowych lub lepszego przewidywania zapotrzebowania na surowce. W badaniu wykorzystano szerokie spektrum metod, od klasycznych modeli statystycznych, takich jak ARIMA i regresja, po nowoczesne algorytmy sztucznej inteligencji, w tym sieci neuronowe (LSTM, CNN-LSTM) i transformery. Modele te są dostosowywane do różnych horyzontów czasowych, od prognoz bardzo krótkoterminowych po długoterminowe (Azeem i in. 2021). Praktyczną wartość tego podejścia demonstrują cztery studia przypadków. W zarządzaniu energią w budynkach biurowych zastosowano sztuczne sieci neuronowe, które przewyższyły tradycyjne metody, osiągając błąd MAPE na poziomie 3,9% (Lee i in. 2018). W celu optymalizacji produkcji w fabrykach, na przykład w kopalniach odkrywkowych, wdrożono model regresji kwantylowej Fast Forest (FFQR), który okazał się wysoce skuteczny w prognozowaniu obciążeń szczytowych (Laayati i in. 2022). Do inteligentnego zarządzania siecią energetyczną wykorzystano hybrydowe modele głębokiego uczenia CNN-LSTM oraz ConvLSTM, które łączą konwolucyjne sieci neuronowe z sieciami LSTM, co zwiększa dokładność prognoz i jest kluczowe dla stabilności sieci (Agga i in. 2021). Na koniec, w celu integracji odnawialnych źródeł energii i prognozowania na poziomie indywidualnych odbiorców, użyto sieci neuronowej LSTM, która osiągnęła lepsze wyniki niż inne testowane metody, co potwierdza jej zdolność do uczenia się skomplikowanych zależności czasowych w zużyciu energii w gospodarstwach domowych (Kong i in. 2019). Wnioskiem z pracy jest

to, że zaawansowane prognozowanie nie tylko wspiera oszczędności finansowe i redukcję strat, lecz jest także niezbędnym elementem planowania zrównoważonego i stabilnego systemu energetycznego przyszłości.

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, modelowanie prognostyczne, uczenie maszynowe, inteligentne zarządzanie siecią energetyczną

Przygotowanie artykułu zostało sfinansowane w ramach subwencji badawczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie nr 16.16.210.476.

Literatura

- Agga i in. 2021 – Agga A., Abbou A., Labbadi M., El Houm Y. 2021 – Short-term self consumption PV plant power production forecasts based on hybrid CNN-LSTM, ConvLSTM models. *Renew. Energy* 177, s. 101–112.
- Azeem i in. 2021 – Azeem A., Ismail I., Jameel S.M., Harindran V.R. 2021 – Electrical Load Forecasting Models for Different Generation Modalities: A Review. *IEEE Access* 9, s. 142239–142263.
- Kong i in. 2019 – Kong W., Dong Z.Y., Jia Y., Hill D.J., Xu Y., Zhang, Y. 2019 – Short-Term Residential Load Forecasting Based on LSTM Recurrent Neural Network. *IEEE Trans. Smart Grid* 10, s. 841–851.
- Laayati i in. 2022 – Laayati O., Bouzi M., Chebak A. 2022 – Smart Energy Management System: Design of a Monitoring and Peak Load Forecasting System for an Experimental Open-Pit Mine. *Appl. Syst. Innov.* 5, 18.
- Lee i in. 2018 – Lee Y.W., Tay K.G., Choy Y.Y. 2018 – Forecasting Electricity Consumption Using Time Series Model. *Int. J. Eng. Technol.* 7, s. 218–223.

Analiza wyboru parametrów pracy magazynu energii współpracującego z turbiną wiatrową

Piotr OLCZAK*, Michał KOPACZ*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: olczak@min-pan.krakow.pl; kopacz@min-pan.krakow.pl*

W Polsce od kilkunastu lat wzrasta wolumen mocy zainstalowanej w turbinach wiatrowych zlokalizowanych na lądzie. Wpływa to negatywnie na ceny energii elektrycznej, obniżając je do 0, a czasami nawet poniżej 0 PLN/MWh w okresach wysokiej wietrzności współwystępującej z niskim zapotrzebowaniem na energię w skali kraju lub wysokimi wartościami energii produkowanej z instalacji fotowoltaicznych. Zjawisko to sprawia, że wysokie wolumeny produkcji energii z turbin wiatrowych nie przekładają się na wysokie przychody. To z kolei wpływa na kwestionowanie zasadności inwestycyjnej (niska efektywność ekonomiczna) instalacji nowych turbin wiatrowych, zwłaszcza w perspektywie budowy morskich farm wiatrowych.

Jednym z rozwiązań w zakresie zwiększenia efektywności ekonomicznej funkcjonowania instalacji turbin wiatrowych jest magazynowanie energii elektrycznej u źródła (wytwórcy).

Zaproponowano autorski algorytm operacyjnego funkcjonowania magazynu energii elektrycznej (użyteczna pojemność 2,4 MWh) współpracującego z turbiną wiatrową o mocy 3 MW. Przeanalizowano funkcjonowanie hybrydowego połączenia infrastruktury turbiny wiatrowej i magazynu na podstawie danych z okresu czterech ostatnich lat, przy zmienności wybranych parametrów operacyjnych decydujących o statusie pracy magazynu energii elektrycznej. Wśród tych parametrów analizowano wpływ na efektywność ekonomiczną układu: maksymalnej mocy ładowania i rozładowania magazynu, sygnałów cenowych decydujących o pracy magazynu. Wyniki przedstawiono w postaci różnicy w przychodach pomiędzy proponowanym rozwiązaniem hybrydowym a samodzielnym funkcjonowaniem turbiny wiatrowej na rynku (Towarowa Giełda Energii). W wyniku analiz oszacowano, że maksymalny dodatkowy przychód przy wskazanych uwarunkowaniach modelowych może wynieść 430 tys. PLN.

Słowa kluczowe: turbina wiatrowa, magazyn energii, efektywność ekonomiczna, algorytmy decyzyjne, hybrydowe instalacje

Międzynarodowy rynek węgla koksowego

Urszula OZGA-BLASCHKE*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl*

Rynki surowców takich jak węgiel koksowy i koks od lat charakteryzują się dużą zmiennością. Obecnie perspektywy dla międzynarodowego rynku węgla metalurgicznego są niepewne z powodu globalnego spowolnienia gospodarczego, co wpływa na spadek zapotrzebowania sektora hutniczego. Spowolnienie wzrostu produkcji stali w krajach importujących, z wyjątkiem Indii, będzie ograniczać popyt na węgiel metalurgiczny, a tym samym jego ceny.

Oczekuje się, że zapowiadany przez Indie dynamiczny wzrost produkcji stali surowej, opartej głównie na technologii BOF, będzie korelował bezpośrednio z wyższym zużyciem węgla, tworząc możliwości dla eksporterów węgla koksowego na całym świecie i kompensując spadek importu przez użytkowników w innych krajach.

Daleko idący wpływ na sytuację rynkową mają Chiny ze względu na ich politykę gospodarczą (efekty pakietów stymulujących gospodarkę), poziom produkcji i eksportu stali, udział w rynku spot i ruchy na krajowym rynku kontraktów terminowych. Ponadto producenci stali zamierzają zwiększyć produkcję stali EAF z wykorzystaniem większych ilości złomu, a już teraz budują zakłady DRI na skalę komercyjną.

Od wielu lat silny wpływ Chin kształtował trendy cenowe i konsumpcyjne. Nieprzewidywalne zmiany w chińskiej polityce i dążenie do zmniejszenia zależności od importu węgla drogą morską mogą w dłuższej perspektywie sprawić, że wyznacznikiem światowych cen węgla metalurgicznego transportowanego drogą morską staną się ceny CFR Indie.

W referacie przedstawiono bieżącą sytuację na międzynarodowym rynku węgla metalurgicznych oraz prognozy krótkoterminowe cen węgla w handlu drogą morską.

Prognozy cen węgla koksowego są zróżnicowane, ale generalnie sugerują dalszą presję na zmienność w latach 2026–2028, na którą wpływ będą miały słabnący popyt ze strony chińskiego sektora stalowego, napięcia geopolityczne i stabilna podaż. Wyzwania dla globalnego wzrostu gospodarczego wynikające z wojny handlowej z USA również podniosły ryzyko dla perspektyw cen węgla.

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

Studium przypadku wspólnoty mieszkaniowej Przylesie: wnioski z projektu Co-Sustain

Monika PEPEŁOWSKA*, Wit HUBERT*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: monika@min-pan.krakow.pl; whubert@min-pan.krakow.pl*

W artykule przedstawione jest studium przypadku wspólnoty mieszkaniowej Przylesie w Polsce, analizowanej w ramach projektu Co-Sustain, finansowanego przez Unię Europejską w programie Horizon Europe. Projekt ten odpowiada na wyzwanie klimatyczne i jego konsekwencje dla demokracji, badając nowe ścieżki partycypacji obywatelskiej i demokratycznego zarządzania w kontekście transformacji energetycznej. Wspólnota Przylesie, utworzona w 1968 r. i funkcjonująca obecnie w oparciu o prawo spółdzielcze, stanowi przykład wspólnoty mieszkaniowej, która aktywnie inwestuje w modernizację zasobów i rozwój odnawialnych źródeł energii. Od lat 90. podejmowano tu działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej, obejmujące m.in. głęboką termomodernizację budynków, montaż instalacji fotowoltaicznych na dachach czy przebudowę balkonów pod kątem przyszłych mikroinstalacji PV.

Studium przypadku koncentruje się na analizie społecznych i instytucjonalnych uwarunkowań działań wspólnoty oraz na roli mieszkańców w procesie podejmowania decyzji dotyczących inwestycji energetycznych. Zastosowana metodologia – obejmująca wywiady, analizę tekstów oraz mapowanie interesariuszy – pozwala uchwycić zarówno formalne aspekty zarządzania spółdzielnią, jak i nieformalne mechanizmy współpracy oraz komunikacji. Zebrane wyniki pokazują, że Przylesie funkcjonuje jako laboratorium innowacji społecznych i technicznych, łącząc lokalne potrzeby mieszkańców z szerszymi europejskimi trendami transformacji energetycznej.

Analiza obejmująca zastosowanie The Multi-Level Perspective (MLP) wskazuje, że kluczowe dla powodzenia inicjatywy są: zaufanie społeczne, transparentność procesów decyzyjnych, zdolność mobilizacji zasobów oraz stopniowe poszerzanie wiedzy mieszkańców o korzyściach płynących z odnawialnych źródeł energii.

Słowa kluczowe: wspólnota mieszkaniowa Przylesie, transformacja energetyczna, odnawialne źródła energii, partycypacja obywatelska, innowacje społeczne i techniczne

Magazynowanie energii z wykorzystaniem halogenkowych elektrolitów stałych w ogniwach typu Na-ion

Justyna PŁOTEK*, Emil HANC*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: justynap@min-pan.krakow.pl; emilhanc@min-pan.krakow.pl*

W obliczu rosnących kosztów oraz ograniczonej dostępności zasobów litu coraz większe zainteresowanie budzą alternatywne technologie magazynowania energii. Jedną z obiecujących ścieżek rozwoju są ogniwa sodowo-jonowe (Na-ion), bazujące na tanim i szeroko dostępnym pierwiastku – sodzie. Mimo że komercjalizacja ogniw typu Na-ion z ciekłym elektrolitem jest we wczesnej fazie, przyszłość tej technologii wiąże się z implementacją ogniw z elektrolitem stałym, które oferują zwiększone bezpieczeństwo, wyższą gęstość energii oraz lepszą stabilność eksploatacyjną.

Wymiana ciekłego elektrolitu na stały wiąże się ze zmianą architektury ogniwa, co wykonane być może poprzez połączenie anolitu, stabilnego względem metalicznego sodu, z katolitem zoptymalizowanym do pracy przy wysokich napięciach w kontakcie z katodą.

Celem niniejszej pracy jest ocena potencjału stałych elektrolitów halogenkowych, w szczególności opartych na NaAlCl_4 , w roli katolitu dla baterii solid-stałe. Materiały z grupy NaAlCl_4 charakteryzują się wysoką przewodnością jonową, niską rezystancją kontaktu elektrolit/elektroda oraz dobrą stabilnością podczas pracy przy wysokim napięciu. Skład oparty na ekonomicznie atrakcyjnych i powszechnie dostępnych pierwiastkach potęguje potencjał komercyjny. Rozwój tej technologii może znacząco wpłynąć na systemy magazynowania energii, zwłaszcza tam, gdzie kluczowe są bezpieczeństwo i koszty eksploatacji.

Halogenkowy elektrolit stały NaAlCl_4 został otrzymany z wykorzystaniem prostej metody mechanochemicznej, umożliwiającej skalowalną produkcję. Materiały poddano badaniom strukturalnym techniką dyfrakcji rentgenowskiej, a następnie pomiarom właściwości elektrochemicznych techniką impedancji spektroskopowej. Planowane są dalsze badania strukturalne i elektrochemiczne z użyciem zaawansowanych technik.

Projekt realizowany przy wsparciu finansowym Narodowego Centrum Nauki (2023/51/D/ST11/01287).

Opracowanie metodyki i budowa stanowiska laboratoryjnego wraz z analizą wyników badań przepływów w instalacjach otworowych wymienników ciepła dla różnych nośników, ich prędkości w rurach oraz temperatur

Maja RADTKE*, Dominik PTASZKOWSKI*, Radosław PICH*,
Kamil KORYCIŃSKI*, Filip STUDZIŃSKI*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu*

*e-mail: majaradtke@student.agh.edu.pl; ptaskowskid@student.agh.edu.pl;
rpich@student.agh.edu.pl; korycinski@student.agh.edu.pl; studi@student.agh.edu.pl*

W części teoretycznej ujęto podstawy hydrauliki przepływu w otworowych wymiennikach ciepła: charakterystykę nośników (woda, roztwory glikolu monopropylenowego), zależności lepkości od temperatury, kryteria reżimów przepływu oraz modele strat liniowych i miejscowych. Scharakteryzowano starty ciśnienia i moc hydrauliczną w relacji do mocy grzewczej układu.

W części praktycznej zaplanowano metodykę pomiarów oraz budowę stanowiska z obiegiem zamkniętym: pompa obiegowa, wielotechnologiczne przepływomierze, czujniki różnicy ciśnień i temperatury, stabilizacja termiczna. Badania obejmą produkty firmy Prawtech (rozdzielacze, studnię TERRA OPTI, sondę Lamela FUTURA, rurociągi DN32–DN90) w konfiguracjach całościowych i sekcyjnych. Pomiar różnicy ciśnień przed i za elementem, po ustabilizowaniu przepływu, pozwoli wyznaczyć jednostkowe opory. Zakres pracy: natężenie przepływu 0–90 dm³/min i temperatury 0–25°C; nośnik referencyjny: 25% wodny roztwór glikolu monopropylenowego.

Wynikiem będzie charakterystyka hydrauliczna badanych elementów oraz zestaw nomogramów i zależności funkcyjnych strat ciśnienia w funkcji temperatury i przepływu, z poziomem ufności 0,95. Otrzymane dane posłużą do optymalizacji projektowej otworowych wymienników ciepła, rozdzielaczy i rur, ograniczenia mocy hydraulicznej oraz poprawy efektywności energetycznej systemów grzewczych i rewersyjnych układów chłodzenia/magazynowania ciepła.

Wybrane produkty spalania nośników energii w świetle sekwencyjnej ekstrakcji chemicznej/zagrożenia dla środowiska

Czesława ROSIK-DULEWSKA* czł. rzecz. PAN

** Instytut Podstaw Inżynierii Środowiska PAN, Zabrze
e-mail: czeslawa.dulewska@ipispan.edu.pl; www.ipis.pan.pl*

Możliwości oznaczania wielkości koncentracji poszczególnych form fizycznych bądź chemicznych pierwiastków w środowisku przyrodniczym lub różnego rodzaju materiałach, w tym w odpadach, umożliwiają bardziej precyzyjne określenie ich toksyczności, potencjalnej zdolności do migracji i kumulacji w środowisku oraz stopnia biodostępności i bioakumulacji w organizmach żywych. Wcześniejsze badania wpływu metali na środowisko, które ukierunkowane były na ich zawartość całkowitą, nie dawały pełnego obrazu ich toksyczności. W prezentacji przedstawiono wyniki sekwencyjnej ekstrakcji chemicznej wybranych metali (wg metodyki Tessiera) w popiołach z węgla kamiennego i brunatnego.

Zawartość całkowita metali w popiołach z węgla kamiennego daje uszeregowanie: $Zn > Pb > Cr > Cu > Ni > Cd$, a ich zawartość w połączeniach/frakcjach – sekwencyjna ekstrakcja chemiczna – wskazuje, że Cr dominuje jako związany wymiennie, w powiązaniach z węglanami i tlenkami żelaza i manganu, Cu w powiązaniach organicznych, a Zn w pozostałości mineralnej. Procentowy udział metali w połączeniach/frakcjach wg sekwencyjnej ekstrakcji chemicznej wskazuje, że pięć (Cu, Zn, Ni, Pb, Cr) spośród sześciu oznaczanych mikroelementów w największej ilości wiązana była przez krzemiany, natomiast Cd przez materię organiczną.

Zawartość całkowita metali w popiołach z węgla brunatnego daje uszeregowanie: $Cr > Cu > Ni > Pb > Zn > Cd$, a ich zawartość w połączeniach/frakcjach – sekwencyjna ekstrakcja chemiczna – wskazuje, że Cr dominuje jako związany wymiennie, w powiązaniach z tlenkami żelaza i manganu i w pozostałości mineralnej, Ni w powiązaniu z węglanami, a Cu w powiązaniach organicznych. Procentowy udział metali w połączeniach/frakcjach wg sekwencyjnej ekstrakcji chemicznej wskazuje, że pięć (Cu, Zn, Ni, Pb, Cr) spośród sześciu oznaczanych mikroelementów w popiołach z węgla brunatnego (podobnie jak w popiołach z węgla kamiennego) w największej ilości związane było z krzemianami, natomiast Cd (w każdej frakcji) oznaczono poniżej granicy oznaczalności metody.

Przesiewacz odwadniający do drobno uziarnionych materiałów – analiza wyników pracy na stanowisku testowym w ZPMW KWK „Knurów-Szczygłowie”

Bogdan SKRUCH*, Klaudia BAŃCZYK*, Jerzy WAJS*, Marcin ZNISZCZOŁ **,
Jacek SZCZUDŁO**, Piotr PASIOWIEC**, Barbara TORA***

** Progress Eco Spółka Akcyjna*

*** JSW SA KWK Knurów – Szczygłowie*

**** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie*

*e-mail: bskruch@progress-screens.pl, kbanczyk@progress-screens.pl,
jwajs@progress-screens.pl, ppasiowiec@progress-screens.pl, tora@agh.edu.pl*

W artykule przedstawiono wyniki prób ruchowych odwadniania drobnouziarnionych frakcji węglowych kierowanych do osadników ziemnych z wykorzystaniem przesiewacza wysokoczęstotliwościowego. W osadnikach prowadzony jest proces klarowania wód. Prace zostały przeprowadzone w JSW SA KWK „Knurów-Szczygłowie” Ruch Knurów.

Celem przeprowadzonych testów było sprawdzenie, czy można zastąpić kosztowne w eksploatacji osadniki ziemne przesiewaczem odwadniającym. Materiał odwodniony na przesiewaczu kierowany jest do granulacji.

Progress Eco SA dostarczył przesiewacz odwadniający specjalnej budowy i konstrukcji pod nazwą „Zestaw odwadniający z PWP1- 1,08 × 2,8 m”. Przesiewacz został dostarczony z 4 sitami typ Pro-Flex o szczelinie 200 µm,

Rosnące wymagania w zakresie ostrości rozdziału, obniżania wielkości ziarna podziałowego, odwadniania drobnych ziaren oraz wzrostu wydajności stawiane przesiewaczom przeznaczonym do klasyfikacji minerałów na mokro spowodowały, że firma Progress Eco szuka nowych rozwiązań, aby sprostać wymaganiom klientów i zapewnić uzyskanie optymalnej wydajności, jak i skuteczności przesiewania, skutkiem czego wdraża nowe rozwiązania. Testowany wysokoczęstotliwościowy przesiewacz jest tego typu rozwiązaniem.

Dzięki odpowiedniej konstrukcji przesiewacza, zastosowaniu sit o bardzo dużym współczynniku prześwitu oraz wysokiej częstotliwości drgań, przy niskiej amplitudzie drgań można odwadniać i klasyfikować ziarna poniżej 1 m. Najmniejsze sito produkowane seryjnie ma oczko 53 µm.

Najważniejszą częścią przesiewacza są sita. Firma Progress Eco wdrożyła nowe sita poliuretanowe napinane typu ProFlex. Sita produkowane są od rozmiaru szczeliny 0,053 do 4,5 mm. Współczynnik prześwitu sit ProFlex wynosi od 28 do 50% (w zależności od rozmiaru szczeliny sita). Trwałość sita dochodzi nawet do 10 000 godzin (średnio 5000 godzin). Sito wykonane jest z dodatkiem kevlaru.

Sita poliuretanowe Pro-FLEX przeznaczone są do procesów klasyfikacji na mokro m.in.: rud żelaza, miedzi, cynku, ołowiu, wolframu, węgla, piasku, kwarcu. Doskonale sprawdzają się w przesiewaniu drobnych frakcji przy ziarnie podziałowym poniżej 1 mm.

Zastosowanie poliuretanu w formule dwuskładnikowej w procesie reakcji chemicznych pozwala stworzyć sieciowe powiązania międzymolekularne i w ten sposób uzyskać doskonałe właściwości fizyczne i mechaniczne.

Zaletami sit poliuretanowych napinanych Pro-FLEX z precyzyjnymi oczkami szczelinowymi są wysoka wytrzymałość, elastyczność oraz odporność na ścieranie. Dodatkowe poprzeczki poliuretanowe wykonane na powierzchni roboczej sita zapewniają równomierne rozprowadzenie nadawy, dzięki czemu uzyskuje się wyższą skuteczność procesu klasyfikacji.

Klinowa budowa oczek wzmacnia efekt samooczyszczenia i zapobiega zaślepianiu się powierzchni sita. Szczelinowy kształt oczek pozwala uzyskać maksymalny prześwit w stosunku do powierzchni całego sita.

W aplikacjach przesiewania na mokro żywotność jest do 10 razy większa niż sit stalowych.

Uzyskane wyniki

Dla sita o wielkości 200 μm , dla nadawy o zagęszczeniu 235–294 g/dm^3 uzyskano wilgotność produktu 21,1–29,9%. Dla sita 75 i 150 μm dla zagęszczenia 217,0 g/dm^3 wilgotność 25,1%. Dla zagęszczenia 249,0 g/dm^3 wilgotność w zakresie 22,0–25,1%.

Podsumowanie

- Przeprowadzone testy potwierdziły możliwość wysiewania i odwadniania drobnych ziaren (powyżej 0,075 mm) z zawiesiny tłoczonej rurociągiem do osadników szeregowych (ziemnych).
- Wysiany produkt o uziarnieniu powyżej 75 μm charakteryzuje się niską zawartością wilgoci, poniżej 30%. Jest transportowalny za pomocą ładowarek kołowych i może od razu stanowić komponent do układu granulowania.

- Odwodniony produkt charakteryzuje się również lepszymi parametrami jakościowymi. W procesie przesiewania i odwadniania usuwa się klasę poniżej 75 μm , która charakteryzuje się wysoką zawartością popiołu.

Słowa kluczowe: odwadnianie, odpady flotacyjne, przesiewacz odwadniający, Progress Eco, sita Pro-Flex

The Rance tidal power station and its impact on the environment

Elektrownia pływowa Rance i jej wpływ na środowisko

Wiktoria SOBCZYK*, Carlijn van der LUIT**, Darek PETERSEN***,
Delphine SOUQUET****, Jean-Dominique BEWOIN-FILS****

* AGH University of Krakow, Poland

** Eindhoven University of Technology, The Netherlands

*** University of Hamburg, Germany

**** INSA Centre Val de Loire, France

e-mail: sobczyk@agh.edu.pl

This article presents an environmental risk assessment of the Rance Tidal Power Station, focusing on its potential impacts on local ecosystems, including flora, fauna, and water quality. Utilizing methods: Analytical Hierarchy Process (AHP) and Leopold's Matrix, this assessment evaluates the significance of various environmental elements affected by the power station's operations. The results indicate that the hydrosphere and biosphere are the most vulnerable to operational impacts, while the lithosphere, atmosphere, anthroposphere, and landscape aesthetics show comparatively minor effects. Key mitigation measures and recommendations for minimizing ecological disruption are also discussed.

The Rance Tidal Power Station is the world's first tidal barrage power station, close to Dinard in Brittany, France. Opened in 1966, it makes use of the water level differences due to tidal activities in the estuary of the Rance River, and has an installed capacity of 240 MW to generate 500 GWh annually [1]. The local flora, fauna, and other nature mainly comprises local fish species, underwater plants, and trees in the adjacent parks. The barrage potentially influences water flow, which can cause silting and the change in the tidal behavior can impact the ecosystem in the estuary [2]. To protect nature, it is crucial to implement conservation strategies that mitigate the potential adverse impacts of the power station. In the vicinity of the power plant, a couple of forms of nature protection are established, including natural monuments and landscape parks. These protected areas play a significant role in safeguarding the biodiversity and ecological integrity of the region.

In conclusion, the environmental impact of the Rance Tidal Power Station, as assessed through the AHP model and Leopold's matrix, reveals a primarily significant influence on the biosphere and hydrosphere, with relatively minor effects on the other environmental categories. The biosphere is the most affected, particularly due to surface occupation and vibrations caused by the operation of the tidal plant. The hydrosphere follows closely, as surface occupation and deforestation are the main concerns. In contrast, the lithosphere, atmosphere, anthroposphere, and landscape aesthetics show negligible to minimal impacts, as reflected in their low weights. These findings highlight that while the tidal power station contributes to renewable energy generation, its environmental footprint is most pronounced in the biological and aquatic domains, necessitating careful management of these areas to minimize long-term ecological consequences.

Keywords: renewable energy, tidal power station, environmental impact

References

- [1] D'Électricité de France. Produire de l'électricité sur la Rance. [Online:] <https://www.edf.fr/usine-maremotrice-rance/produire-de-lelectricite> [Dostęp: 20.09.2025].
- [2] OES-Environmental. La Rance Tidal Barrage. [Online:] <https://tethys.pnnl.gov/project-sites/la-rance-tidal-barrage> [Dostęp: 20.09.2025].

Realizacja celów zrównoważonego rozwoju w zakresie dostępności czystej energii

Sławomir SOWA*

** Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Instytut Elektroenergetyki
e-mail: Sławomir.sowa@put.poznan.pl*

Cel 7 Agendy 2030 ONZ – „Zapewnienie wszystkim dostępu do przystępnej cenowo, niezawodnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii” – jest jednym z 17 Celów Zrównoważonego Rozwoju (SDG – Sustainable Development Goals).

Celem 7 jest zapewnienie dostępu do czystej i przystępnej cenowo energii, która jest kluczem do rozwoju rolnictwa, biznesu, komunikacji, edukacji, opieki zdrowotnej i transportu.

Świat nadal rozwija się w kierunku celów stabilnego rozwoju w zakresie zrównoważonej energii – ale nie wystarczająco szybko. Ponad 700 mln ludzi na świecie nadal nie ma dostępu do elektryczności. Miliony osób wciąż korzystają z paliw kopalnych i tradycyjnych metod gotowania (np. drewno, węgiel drzewny), co powoduje zanieczyszczenie powietrza i choroby. Światowa energetyka odpowiada za ok. 3/4 globalnych emisji gazów cieplarnianych, dlatego jej transformacja ma kluczowe znaczenie dla walki ze zmianą klimatu.

Nasze codzienne życie zależy od niezawodnej i przystępnej cenowo energii. Jednakże zużycie energii jest dominującym czynnikiem przyczyniającym się do zmian klimatu, stanowiąc około 60% całkowitej globalnej emisji gazów cieplarnianych.

Od 2015 do 2021 roku odsetek światowej populacji uzyskującej dostęp do energii elektrycznej wzrósł z 87 do 91%.

Zapewnienie powszechnego dostępu do niedrogiej energii elektrycznej do 2030 roku oznacza inwestowanie w czyste źródła energii, takie jak energia słoneczna, wiatrowa i wodna. Rozbudowa infrastruktury i modernizacja technologii w celu zapewnienia czystej energii we wszystkich krajach rozwijających się jest kluczowym celem, który może zarówno stymulować wzrost, jak i pomóc środowisku.

W pracy poruszono zagadnienie Celów Zrównoważonego Rozwoju ONZ (SDG), a w szczególności Celu 7 – „Zapewnienie wszystkim dostępu do

przystępnej cenowo, niezawodnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii”. Realizacja tego celu opiera się na kilku kluczowych obszarach wymienionych poniżej.

1. Dostępność energii – zapewnienie powszechnego dostępu do energii elektrycznej i czystych paliw, szczególnie w regionach rozwijających się, gdzie wciąż występuje problem ubóstwa energetycznego.

2. Zrównoważone źródła energii – rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), takich jak energia słoneczna, wiatrowa, wodna, geotermalna czy biomasa. Celem jest zwiększenie udziału OZE w globalnym miksie energetycznym.

3. Efektywność energetyczna – poprawa efektywności w budynkach, transporcie, przemyśle i systemach energetycznych, co zmniejsza zapotrzebowanie na energię i emisję gazów cieplarnianych.

4. Innowacje technologiczne – rozwój magazynowania energii, inteligentnych sieci energetycznych (*smart grids*), wodoru i innych technologii wspierających transformację energetyczną.

5. Wyzwania i bariery – konieczność finansowania inwestycji, dostosowania regulacji prawnych, pokonywania barier społecznych i technicznych, a także zapewnienia sprawiedliwej transformacji dla pracowników sektorów tradycyjnych (np. węgla).

6. Efekty realizacji – korzyści środowiskowe (redukcja emisji CO₂, poprawa jakości powietrza), społeczne (lepszą jakość życia, eliminacja ubóstwa energetycznego), gospodarcze (rozwój innowacji, nowe miejsca pracy, bezpieczeństwo energetyczne).

Realizacja celów w zakresie czystej energii polega na zapewnieniu powszechnego dostępu do energii przy jednoczesnym ograniczeniu jej negatywnego wpływu na środowisko i zdrowie ludzi, poprzez rozwój OZE, efektywność energetyczną i innowacje technologiczne, z uwzględnieniem sprawiedliwej transformacji społeczno-gospodarczej. W artykule przeprowadzono analizę realizacji celu 7 Agendy 2030 ONZ. Oceniono postępy w wykonaniu przyjętych założeń, co umożliwiło odpowiedź na pytanie o realne perspektywy wykonania przyjętego planu do 2030 roku. Reasumując – Cel 7 to wizja świata, w którym energia nie jest luksusem, ale powszechnym dobrem – czystym, bezpiecznym i dostępnym dla wszystkich, bez szkody dla środowiska.

Słowa kluczowe: czysta energia, odnawialne źródła energii, zrównoważony rozwój, efektywność energetyczna, ochrona środowiska

Achieving sustainable development goals in terms of clean energy availability

Goal 7 of the UN 2030 Agenda – “Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all” – is one of the 17 Sustainable Development Goals (SDGs).

Goal 7 aims to ensure access to clean and affordable energy, which is key to the development of agriculture, business, communications, education, healthcare, and transport. The world continues to progress towards sustainable energy development goals – but not fast enough. More than 700 million people worldwide still lack access to electricity. Millions of people still rely on fossil fuels and traditional cooking methods (e.g., wood, charcoal), which cause air pollution and disease. The global energy sector is responsible for approximately 3/4 of global greenhouse gas emissions, making its transformation crucial to combating climate change. Our daily lives depend on reliable and affordable energy. However, energy consumption is a dominant contributor to climate change, accounting for approximately 60 percent of total global greenhouse gas emissions.

From 2015 to 2021, the percentage of the world’s population with access to electricity increased from 87 percent to 91 percent. Achieving universal access to affordable electricity by 2030 means investing in clean energy sources like solar, wind, and thermal power. Expanding infrastructure and modernizing technologies to provide clean energy in all developing countries is a key goal that can both stimulate growth and help the environment. The paper addresses the UN Sustainable Development Goals (SDGs), specifically Goal 7 – “Ensure access to affordable, reliable, sustainable, and modern energy for all”. Achieving this goal relies on several key areas:

1. Energy accessibility – ensuring universal access to electricity and clean fuels, especially in developing regions where energy poverty still persists.
2. Sustainable energy sources – the development of renewable energy sources (RES) such as solar, wind, hydro, geothermal, and biomass. The goal is to increase the share of RES in the global energy mix.
3. Energy efficiency – improving efficiency in buildings, transport, industry and energy systems, which reduces energy demand, and greenhouse gas emissions.
4. Technological innovations – development of energy storage, smart grids, hydrogen, and other technologies supporting the energy transformation.

5. Challenges and barriers – the need to finance investments, adapt legal regulations, overcome social and technical barriers, and ensure a just transition for employees of traditional sectors (e.g., coal).

6. Implementation effects – environmental benefits (reduction of CO₂ emissions, improvement of air quality), social benefits (better quality of life, elimination of energy poverty), economic benefits (development of innovations, new jobs, energy security).

Achieving clean energy goals involves ensuring universal access to energy while simultaneously limiting its negative impact on the environment and human health through the development of renewable energy sources, energy efficiency, and technological innovation, while also taking into account a just socio-economic transformation. This article analyzes the implementation of Goal 7 of the UN 2030 Agenda. Progress in achieving the adopted objectives was assessed, which enabled us to answer the question about the realistic prospects for implementing the adopted plan by 2030. In summary, Goal 7 is a vision of a world in which energy is not a luxury but a universal good – clean, safe, and accessible to all, without harming the environment.

Keywords: clean energy, renewable energy sources, sustainable development, energy efficiency, environmental protection

Efektywność energetyczna gospodarstw domowych w Polsce w świetle obowiązujących regulacji prawnych

Katarzyna STALA-SZLUGAJ*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl*

Istotnym dokumentem wpływającym na wielkość zapotrzebowania na energię końcową (EP) przez gospodarstwa domowe jest Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków – Energy Performance of Buildings Directive (EPDP, Dyrektywa UE 2024/1275). Dyrektywa ta będzie musiała zostać transponowana do prawa krajowego do 29 maja 2026 r. Dyrektywa EPDP bezpośrednio przyczynia się do realizacji celów UE w zakresie energii i klimatu, a zwłaszcza do osiągnięcia w pełni zdekarbonizowanych zasobów budowlanych do 2050 r. poprzez renowację energetyczną. Prawie 75% zasobów budowlanych UE jest nieefektywnych energetycznie, a dodatkowo około 85–95% istniejących budynków będzie nadal funkcjonowało w 2050 r. Dlatego kluczowym celem przytaczanej dyrektywy jest inicjowanie i wspieranie renowacji budynków, w tym przechodzenie na bezemisyjne systemy grzewcze. W celu spełnienia wymagań nakładanych przez regulacje unijne Polska w 2022 r. przyjęła Długoterminową Strategię Renowacji Budynków (DSRB). Strategia DSRB zakłada następujące poziomy modernizacji budynków na lata: 2020–2030 – 236 tys. budynków rocznie (budynków/rok), 2030–2040 – 271 tys. budynków rocznie, 2040–2050 – 244 tys. budynków rocznie. W sumie na lata 2021–2050 zaplanowano 7,5 mln termomodernizacji budynków, z czego 4,7 mln będzie typem głębokiej termomodernizacji (w tym rozłożonej w czasie termomodernizacji etapowej). Średnie roczne tempo termomodernizacji zakładane przez Strategię kształtuje się na poziomie około 3,8% przy założeniu, że do 2050 r. 65% budynków osiągnie wskaźnik zapotrzebowania na energię końcową (EP) nie większy niż $50 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{rok}$. W efekcie w istotny sposób wpłynie to nie tylko na bilans paliw wykorzystywanych w celach grzewczych przez gospodarstwa domowe, lecz także na inne elementy, dotychczas nierozpatrywane. Konieczność przeprowadzania termomodernizacji w celu zmniejszania zapotrzebowania na energię końcową budynków mieszkalnych stworzy potrzebę zorganizowania – również przez samorząd terytorialny – odbioru i zagospodarowania

zwiększonej liczby odpadów budowlano-remontowych powstałych z przeprowadzanej wymiany m.in. stolarki okiennej, poszycia dachowego oraz istniejącego zewnętrznego systemu ociepleń budynków mieszkalnych.

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, paliwa stałe, gospodarstwa domowe, dyrektywa EPDP

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

Mikroplastik i jego potencjalna emisja w procesie produkcji energii

Katarzyna STALA-SZLUGAJ*, Dorota STĘPLEWSKA**

* Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków

** AGH Akademia Górnicza-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl; dsteplevska@student.agh.edu.pl

Tworzywa sztuczne – zwane potocznie plastikami – są produktem powstałym głównie z paliw kopalnych, takich jak ropa naftowa i gaz ziemny. Surowce te poddawane są procesom chemicznym (estylacji i krakingowi), w efekcie których otrzymywane są monomery (jak etylen i propylen), z których w wyniku polimeryzacji powstają różne rodzaje tworzyw sztucznych, m.in.: PET (politereftalan etylenu), PE (polietylen), PP (polipropylen), PVC (polichlorek winylu) czy PS (polistyren). Otrzymane tworzywa sztuczne wykorzystywane są powszechnie w przemyśle opakowaniowym, tekstylnym, elektronicznym i wielu innych. Z czasem – w wyniku działania czynników fizycznych, chemicznych i biologicznych – odpady tworzyw sztucznych rozpadają się na mniejsze fragmenty, tworząc mikroplastiki (MP) o rozmiarach mniejszych niż 5 mm oraz nanoplastiki (NP) o rozmiarach nieprzekraczających 100 nm. Mikroplastiki dzielą się na: pierwotne (np. mikrogranulki powstałe z kosmetyków czy przemysłu) i wtórne (powstające w wyniku degradacji większych odpadów pod wpływem promieniowania UV, ścierania, prania ubrań syntetycznych czy zużycia opon). Powszechna obecność mikroplastików w środowisku wodnym, glebowym oraz w powietrzu sprawia, że przedostają się one do organizmów żywych, łącznie z człowiekiem. W referacie skupiono się na wskazaniu źródeł potencjalnej emisji mikroplastiku w procesie produkcji energii. W związku z masowym wykorzystaniem tworzyw sztucznych przez różne sektory działalności przemysłowej zaistniała konieczność zagospodarowania powstałego materiału odpadowego. Jednym ze sposobów jest produkcja Refuse Derived Fuel – w skrócie RDF. Proces produkcyjny polega na selekcji, przetworzeniu i rozdrobnieniu odpadów komunalnych i przemysłowych nienadających się do recyklingu, w celu uzyskania paliwa alternatywnego RDF o wysokiej wartości energetycznej.

Słowa kluczowe: odpady tworzyw sztucznych, mikroplastik, paliwo alternatywne RDF

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

Eksploracja i eksploatacja złóż kopalin, kompatybilność z rozwojem inwestycji w OZE i magazynami energii

Jan A. STEFANOWICZ*

** Kancelaria Juris*

e-mail: kancelaria@juris.pl

Gospodarka, a w szczególności sektor energetyczny, paliw i górnictwa, przechodzą okres gwałtownych i chaotycznych zmian. Zmiany obejmują obok wymogów klimatycznych także zapotrzebowania na surowce mineralne. W miejsce węgla i węglowodorów coraz większe staje się zapotrzebowanie na określone metale oraz produkty sektora chemicznego, niezbędne do nowych technologii wzbogacania, elektrolizy, produkcji urządzeń dla elektrowni wiatrowych, fotowoltaiki, agregatów prądotwórczych, wodnych, cieplnych czy elektrolizy w produkcji wodoru. Rozpoznaje się również nowe metale czy związki jako katalizatory. AI potrzebuje tysięcy serwerów, a serwery to chmury, dyski i karty pamięci. Produkcja paneli fotowoltaicznych idzie już w miliony, a farm wiatrowych w setki tysięcy.

W ciągu ostatnich 10 lat nastąpiły znaczące globalne zmiany w zapotrzebowaniu na surowce mineralne, w tym metale i surowce energetyczne. Główne trendy to dynamiczny wzrost popytu na minerały kluczowe dla transformacji energetycznej OZE oraz postępujący spadek popytu na tradycyjne surowce energetyczne (węglowodory).

Ten proces transformacji (globalnej) wymusza konieczność redefiniowania kierunku poszukiwań i planowania rozpoznawania kopalin pod budowę zmieniającej się struktury bazy zasobowej kraju oraz planowania wydobywania w perspektywie 10–15 lat w powiązaniu z planowaniem w UE i krajowym przemysłem. To także wyzwanie dla przeprowadzenia przeglądu i badań, w szczególności reprocessingu posiadanych niepełnych danych geologicznych, w tym rdzeni, dokumentacji otworów (wierceń) czy złóż w kat D-C2.

W referacie/prezentacji przedstawia się nowe zależności i wyzwania związane z przemysłem i energetyką, a stawiane geologii i górnictwu. Sektory elektromaszynowy, samochodowy, energetyki, OZE, informatyki, telekomunikacji potrzebują nowych, nieodnawialnych surowców mineralnych, co wymusza ich poszukiwanie, uzdatnianie, wzbogacanie i przetwarzanie. Nasz kraj posiada

w zasobach Ziemi takie dobra jak surowce krytyczne według standardów UE i USA. Są to głównie metale, ale też ciepło Ziemi, wody termalne, lecznicze, mineralne, wreszcie przestrzeń, zarówno w górotworze jako obiekty powydobywcze, jak i kawerny projektowane w złożach soli na magazyny m.in. energii/wodoru. Wskazuje się także na konieczność podejścia interdyscyplinarnego przy projektowaniu różnych przedsięwzięć – budowy obiektów służby zdrowia, jak i przemysłu samochodowego, kiedy to projektując innowacyjne ciągi technologiczne i urządzenia, trzeba uwzględniać zastosowanie nowych technologii czy surowców krytycznych.

Rynek surowców energetycznych przechodzi największą głęboką i jednocześnie globalną transformację. Zauważalne są następujące zmiany:

- wzrost roli odnawialnych źródeł energii – udział energii z odnawialnych źródeł, takich jak słońce i wiatr, w globalnym miksie energetycznym gwałtownie rośnie. W 2024 roku 80% wzrostu globalnej produkcji energii elektrycznej pokryły źródła odnawialne i energia jądrowa;
- popyt na gaz ziemny – pomimo wzrostu znaczenia odnawialnych źródeł popyt na gaz ziemny również wzrósł, ponieważ obok chemii często będzie on wykorzystywany jako paliwo przejściowe, zastępujące węgiel w energetyce, na czas rozwoju OZE w perspektywie 10–15 lat.

Wzrost popytu na surowce mineralne napędzany jest przede wszystkim przez rozwój technologii czystej energii oraz AI. Chodzi tu głównie o produkcję i budowę:

- pojazdów elektrycznych (EV) – rosnąca popularność EV napędza popyt na metale do produkcji baterii, takie jak lit, nikiel, kobalt i grafit. Popyt na lit wzrósł o około 30% tylko w 2023 roku, co znacznie przekracza średnie tempo wzrostu z poprzedniej dekady;
- odnawialnych źródeł energii – rozbudowa infrastruktury wiatrowej i fotowoltaicznej (PV) zwiększa zapotrzebowanie na srebro, krzem, gal, ind, tellur (panele EU), neodym, miedź, aluminium i srebro. Miedź jest kluczowa w systemach turbin wiatrowych, przesyłowych i okablowaniu, a jej popyt znacząco wzrósł, ponieważ systemy energetyczne, przemysł i gospodarstwa domowe stają się bardziej zelektryfikowane i zarządzane przez AI;
- magnesów trwałych – rośnie zapotrzebowanie na pierwiastki ziem rzadkich (np. neodym), które są niezbędne do produkcji magnesów trwałych w turbinach wiatrowych, silnikach EV i elektronice;
- magazynów energii, które wymagają litu, kobaltu i niklu oraz konkurują z samochodami EV.

Główne surowce krytyczne niezbędne dla rozwoju odnawialnych źródeł energii to metale, w szczególności miedź, srebro, pierwiastki ziem rzadkich oraz lit, nikiel i kobalt. Popyt na te surowce rośnie wraz z zapotrzebowaniem na technologie czystej energii, takie jak w panelach fotowoltaicznych, turbinach wiatrowych i magazynach energii. Vince Beiser w publikacji pt. „Wyścig o najważniejsze metale. Brudne oblicze czystej energii i cyfrowych technologii” zauważył, że będziemy potrzebować wykładniczo więcej akumulatorów nowych generacji, żeby przeprowadzić transformację energetyczną. Natomiast Katrina Krämer w swojej publikacji szacuje, że ponad 5 miliardów osób na świecie posiada urządzenie przenośne zasilane akumulatorem litowo-jonowym.

Zwiększona świadomość ekologiczna i dążenie do zrównoważonego rozwoju oraz gospodarki o obiegu zamkniętym doprowadziły do większego nacisku na recykling i wzrostu efektywności wykorzystania surowców krytycznych. Choć produkcja pierwotna wielu metali wzrasta, recykling odgrywa coraz większą rolę w zaspokajaniu popytu, co spowalnia tempo wzrostu zapotrzebowania na nadal dominujące wydobywanie pierwotne.

Równolegle rozwija się recykling elektroniki, jak i samochodów oraz urządzeń gospodarstwa domowego. Spadnie tym samym koszt odzyskiwania metali dzięki systemom zintegrowanym czy wręcz zarządzanym przez sztuczną inteligencję (AI). W niektórych krajach europejskich odzysk surowców wtórnych z modułów fotowoltaicznych osiągnął w 2020 r. nawet 95%.

Rosnące zapotrzebowanie na minerały do czystych technologii (takie jak lit, miedź i kobalt) oraz w ujęciu globalnym spadek roli paliw kopalnych (szczególnie węgla) są dwoma głównymi, wzajemnie powiązanymi trendami, które kształtują globalną gospodarkę surowcową i stosownie do Rozporządzenia UE 2024/1252 będą napędzać wtórne poszukiwania.

Charakterystycznym działaniem w USA jest np. rozszerzenie listy surowców krytycznych. Na liście, co istotne dla Polski, znalazły się miedź, srebro i ren. BloombergNEF szacuje, że do 2030 roku północnoamerykańska produkcja akumulatorów wzrośnie siedmiokrotnie.

W korporacjach oraz przedsiębiorstwach przemysłu górniczego oprogramowania i algorytmy sztucznej inteligencji, w tym uczenia maszynowego i LLM (Large Language Models), są coraz częściej wykorzystywane do optymalizacji procesów biznesowych, poprawy efektywności i podejmowania bardziej świadomych decyzji w geologii i górnictwie. AI, jej algorytmy i modele językowe są dostosowywane do poszukiwań, rozpoznawania złóż i wspomagania tworzenia PRG i PZZ.

W referacie wskazano m.in., że produkcja paneli słonecznych, w szczególności ogniw krzemowych, wymaga szeregu surowców, z których kluczowe to:

- krzem – stanowi główny materiał półprzewodnikowy w ogniwach fotowoltaicznych. Chociaż jest drugim najobficiej występującym pierwiastkiem w skorupie ziemskiej, jego produkcja wymaga wysokoenergetycznego procesu oczyszczania, aby uzyskać czysty krzem;
- srebro – wykorzystywane jest do tworzenia elektrod w ogniwach, które przewodzą prąd elektryczny. Jest to jeden z najbardziej krytycznych surowców ze względu na jego ograniczoną dostępność i wysokie koszty;
- aluminium i miedź – aluminium służy do produkcji ram paneli, a miedź jest kluczowa w okablowaniu i systemach połączeń, ponieważ przewodzi energię z paneli do sieci;
- w ogniwach cienkowarstwowych stosuje się również metale takie jak tellur, kadm, gal i ind.

Jeżeli uwzględnić synergię zapotrzebowań dla rozwoju OZE z wykładniczym rozwojem AI, czyli największym konsumentem energii, to nawet wskazane w referacie zapotrzebowania surowcowe wydają się niedoszacowane. Oznacza to rywalizację zarówno globalną, jak i w UE.

Zmiany te będą odczuwalne głównie dla klasy średniej – tak wskazują badania promptu. Centra danych, energia i woda (chłodnicza) stają się i będą głównymi czynnikami wzrostu kosztów. Jedno wydanie komendy Chatowi GPT oznacza koszt zapotrzebowania na energię dziesięciokrotnie większy niż zapytanie wpisane w tradycyjnej wyszukiwarce.

Łączenie rynków (*market coupling*) elektroenergetycznego i ciepłowniczego jako szansa na przyspieszenie transformacji sektora energetycznego

Tomasz SURMA*, Krzysztof ZAMASZ*, Jakub DĄBROWSKI*

** Veolia Energia Polska*

Polska stoi w obliczu transformacji energetycznej. W jej ramach szczególnie ważne jest rozwijanie efektywnych i niskoemisyjnych źródeł energii zarówno elektrycznej, jak i ciepła.

Ponad 20 lat temu w Polsce wdrożono systemy wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych zasobów energii. Systemy te doprowadziły do dynamicznego przyrostu mocy zainstalowanej źródeł PV – ponad 23 GW oraz elektrowni wiatrowych – ponad 11 GW. Pozostałe technologie wykorzystujące odnawialne zasoby energii rozwinęły się w tym czasie w mniejszym stopniu. Tak dynamiczny przyrost źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii skutkuje znacznymi wyzwaniami dla operatorów systemów elektroenergetycznych. Dzisiaj wahania cen energii elektrycznej oraz ograniczenia produkcji odnawialnych źródeł energii stały się elementem rynku energii elektrycznej w Polsce.

Równocześnie Polska posiada jedno z najlepiej rozwiniętych na świecie systemów ciepłowniczych. Ciepło z tych systemów dostarczane jest do ponad 15 mln odbiorców. Znaczna część tego ciepła wytwarzana jest w jednostkach kogeneracyjnych – wytwarzających w jednym procesie energię elektryczną oraz ciepło. Moc zainstalowana elektryczna w ciepłownictwie to ponad 8 GW. Moc cieplna to ponad 22 GW, a długość sieci ciepłowniczych to ponad 22 500 km.

Biorąc pod uwagę dynamiczny rozwój źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii oraz stan rozwoju ciepłownictwa w Polsce, zasadnym staje się przeprowadzenie analizy możliwości współpracy różnych sektorów oraz różnych technologii dla zwiększenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, stabilności dostaw oraz poprawy elastyczności współpracy tych źródeł wytwórczych. W prezentacji skupiono się na analizie pracy istniejących źródeł kogeneracyjnych oraz ich wielopoziomowych możliwości współpracy z odnawialnymi źródłami energii (turbiny wiatrowe, farmy fotowoltaiczne), aby maksymalnie stabilizować wytwarzanie energii w okresach jej zapotrzebowania

w skali Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Celem pracy jest wykazanie, w jakim stopniu i jakimi miernikami można określać współpracę źródeł kogeneracyjnych z turbinami wiatrowymi oraz z fotowoltaiką w różnych okresach potrzeb cieplnych i energetycznych.

Słowa kluczowe: współpraca na rynku energii, odnawialne źródła energii, ciepłownictwo, rynek energii, modele biznesowe współpracy

Analiza porównawcza transformacji energetycznej Polski i Niemiec

Radosław SZCZERBOWSKI*, Agata MIELCAREK*

** Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl; agata.mielcarek@put.poznan.pl*

Transformacja energetyczna, z jaką mamy obecnie do czynienia w Europie, jest procesem odchodzenia od emisyjnych, tradycyjnych źródeł energii związanych ze spalaniem węgla oraz gazu. Kluczowym elementem transformacji jest przejście na technologie bezemisyjne, przede wszystkim oparte na odnawialnych źródłach energii. Proces ten obejmuje zmiany w sektorze wytwarzania energii, rozwój technologii magazynowania energii i inteligentnych sieci, a także zmiany regulacyjne, społeczne i promowanie efektywności energetycznej.

Transformacja energetyczna Niemiec, znana jako Energiewende, to kompleksowy proces przejścia na odnawialne źródła energii, który ma na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej przed 2050 rokiem. Niemcy swoją politykę energetyczną realizują konsekwentnie od ponad 30 lat. Starają się dojść do zeroemisyjnego systemu energetycznego w sposób ewolucyjny. Wiele działań odbywa się z wieloletnim wyprzedzeniem, co sprawia, że społeczeństwo jest przygotowane do zmian. Wśród założeń jest między innymi osiągnięcie co najmniej 80% energii elektrycznej z OZE do 2030 roku i całkowite odejście od węgla do 2035 roku. Choć transformacja w Niemczech napotyka wyzwania związane z niestabilnością źródeł OZE, Niemcy odnotowują spadek emisji gazów cieplarnianych i wprowadzają nowe regulacje prawne, aby przyspieszyć realizację swoich ambitnych celów. Ostatnie miesiące pokazują jednak, że również tempo zmian w Niemczech może zostać wyhamowane.

Polska stoi u progu znaczącej transformacji sektora energetycznego, której kompleksowość i wyzwania są bezprecedensowe. Pomimo ciągłych dyskusji na temat odejścia od spalania węgla i w konsekwencji zamknięcia kopalń oraz dalszych przeobrażeń energetycznych konkretne kroki w kierunku transformacji nadal pozostają przed nami. W dalszym ciągu brakuje spójnej i trwałej polityki energetycznej, która wskazałaby drogę dojścia do neutralności klimatycznej. Zmiana sposobu wytwarzania energii oraz przestawienie się na odnawialne źródła energii i energetykę jądrową to procesy, które zwiastują wiele

wyzwań dla społeczeństwa oraz operatorów systemu energetycznego przyzwyczajonych do tradycyjnych form gospodarki energetycznej.

W referacie zaprezentowana zostanie analiza porównawcza transformacji energetycznej Polski i Niemiec. Przedstawione zostaną wyzwania, jakie czekają obie gospodarki w dochodzeniu do zeroemisyjnego wytwarzania energii i drogi, jakimi oba kraje postanowiły podążać do tego celu. Wskazane zostaną mocne i słabe strony oraz wyzwania, jakie stoją przed Polską i Niemcami w perspektywie 2050 roku, w którym zakładane jest osiągnięcie neutralności klimatycznej.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, węgiel, gaz, źródła odnawialne, Polska, Niemcy, Energiewende

Gips syntetyczny – gasnący surowiec „energetyczny”

Jarosław SZLUGAJ*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Pracownia Polityki Surowcowej
e-mail: szlugaj@min-pan.krakow.pl*

Trzydzieści lat temu w elektrowni Bełchatów uruchomiono pierwszą w Polsce instalację odsiarczania spalin metodą mokrą wapienną, w której jako produkt uboczny otrzymuje się pełnowartościowy gips syntetyczny. W konsekwencji przyjęcia przez Polskę licznych konwencji międzynarodowych odsiarczanie gazów spalinowych wdrożono stopniowo w wielu krajowych elektrowniach, a w ostatnich latach w niektórych elektrociepłowniach.

W wyniku odsiarczania spalin na rynku surowców budowlanych pojawiły się duże ilości gipsu syntetycznego. Wydawało się, że podaż gipsu z elektrowni i elektrociepłowni w Polsce będzie kontynuowana w następnych dekadach. Tymczasem rosnąca presja na ograniczanie emisji gazów cieplarnianych, powodujących ogrzewanie atmosfery ziemskiej, a w konsekwencji doprowadzających do zmian klimatycznych, spowodowała konieczność ograniczania emisji tych gazów, w tym dwutlenku węgla. W konsekwencji w perspektywie roku 2040 planuje się drastycznie ograniczyć zużycie węgla kamiennego i brunatnego w krajowej elektroenergetyce i ciepłownictwie. Paliwa te mają być zastąpione przez paliwo jądrowe oraz szeroko rozumiane OZE – biomasę, fotowoltaikę i energię wiatrową. W konsekwencji podaż gipsów syntetycznych w Polsce również ulegnie drastycznemu ograniczeniu.

Artykuł jest próbą oceny zmian na rynku gipsu w Polsce, jakie dokonały się w wyniku tego procesu. Przedstawiono stan zasobów gipsu naturalnego oraz wydobyte w ostatnich dwóch dekadach, a także perspektywę funkcjonowania rynku surowców gipsowych w Polsce w perspektywie roku 2040. Poddano analizie proces wdrażania systemów odsiarczania w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem brunatnym i kamiennym. Omówiono sposób zagospodarowania otrzymywanych gipsów syntetycznych oraz porównano produkcję gipsów naturalnych i syntetycznych w ostatnim trzydziestoleciu. Na podstawie oficjalnych planów rozwojowych polskiej energetyki przedstawiono prognozę podaży gipsów z odsiarczania w perspektywie roku 2040.

Słowa kluczowe: gospodarka surowcami mineralnymi, gips naturalny, gips syntetyczny, odsiarczanie spalin

Novel hybrid cyclone geometries in CFB systems as a tool for reducing pressure losses and improving energy efficiency

Innowacyjne hybrydowe geometrie cyklonów w układach CFB jako narzędzie ograniczania strat ciśnienia i poprawy efektywności energetycznej

Marek WASILEWSKI*, Lakhbir Singh BRAR**

** Faculty of Production Engineering and Logistics, Opole University of Technology,
Department of Mechanical Engineering*

*** Birla Institute of Technology, India
e-mail: m.wasilewski@po.edu.pl*

The aim of the study was to develop and analyze a novel, non-standard cyclone geometries for Circulating Fluidized Bed (CFB) systems, designed to enhance fine particle separation efficiency and reducing pressure losses, thereby improving overall energy efficiency and reducing particulate emissions. Particular attention was paid to hybrid configurations combining the features of cylindrical and square cyclones, offering an alternative to classical designs, especially under high dust load and elevated temperature conditions.

The research methodology was based on advanced CFD simulations in ANSYS Fluent, using the Large-Eddy Simulation (LES) approach. The analysis focused on pressure and velocity distributions, flow field details, turbulence intensity, and key operational parameters, viz., collection efficiency (η), cut size (d_{50}), and pressure drop. Selected cases were validated experimentally with PIV measurements, ensuring high reliability of the results.

The results showed that hybrid geometries (square–cylindrical models) can significantly improve separation efficiency compared to baseline designs, by more than 70%, with only a moderate increase in pressure drop. Studies on the effect of operating temperature confirmed that the novel designs maintain high separation efficiency across a wide range of thermal conditions, unlike classical cyclones, which exhibited a marked drop in performance. In addition, modifications to the vortex finder improved aerodynamic performance and enhanced flow symmetry, reducing regions of strong fluctuations that may lower the effi-

ciency. Flow field analyses further demonstrated that innovative wall shapes and transition segments reduce corner vortices and stabilize the main vortex structure.

In conclusion, the proposed solutions – including hybrid geometries, temperature-optimized variants, and modified vortex finders – represent a viable pathway toward increasing energy efficiency and reducing particulate emissions in CFB systems. The findings indicate that carefully engineered geometric innovations can achieve both high separation efficiency and acceptable pressure losses, which are essential for the sustainable operation of energy and industrial installations.

Keywords: cyclone separators, CFB systems, hybrid geometries, pressure drop, separation efficiency, CFD

Znaczenie PMG w kontekście istotnych zmian kierunków zaopatrzenia krajów UE w gaz ziemny

Tomasz WŁODEK*, Adam SZURLEJ*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
e-mail: twlodek@agh.edu.pl; szua@agh.edu.pl*

W ciągu ostatniej dekady zapotrzebowanie na gaz ziemny w krajach UE nieznacznie się zmniejszyło; najwyższe odnotowano w 2021 r. – niespełna 400 mld m³, a najniższe w 2023 r. – 317 mld m³. Największy spadek przypadł na 2022 r. i jest on przede wszystkim konsekwencją rekordowo wysokich cen gazu spowodowanych pełnoskalową inwazją Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. Spadek znaczenia gazu ziemnego w bilansie energetycznym UE wiąże się także z coraz szerszym wykorzystaniem OZE. W przypadku Polski w ostatniej dekadzie widoczny jest wzrost zużycia gazu o około 20%. Mając na uwadze realizowane obecnie inwestycje w sektorze energii, w tym w ciepłownictwie, należy spodziewać się w przypadku Polski istotnego wzrostu wykorzystania gazu ziemnego, zwłaszcza w perspektywie do 2030 r. Także w przypadku Niemiec, a więc największego konsumenta gazu ziemnego w UE, planuje się wybudować gazowe jednostki wytwórcze o łącznej mocy do 20 GW. Obserwacje z ostatnich lat wskazują, że gazowe jednostki wytwórcze odgrywają bardzo ważną rolę w zapewnieniu stabilnej pracy krajowych systemów elektroenergetycznych, zwłaszcza w okresach braku podaży energii ze źródeł OZE, przede wszystkim elektrowni wiatrowych i farm fotowoltaicznych. Taki kierunek zużycia gazu będzie wymagać zwiększonego zapotrzebowania na usługi magazynowania gazu. Jest to tym istotniejsze, że systematycznie maleje w UE udział gazu pochodzącego z własnego wydobycia w pokryciu zapotrzebowania na gaz ziemny. W 2024 r. udział ten wyniósł 10%.

Najczęściej do podziemnego magazynowania gazu ziemnego wykorzystuje się szcerpane złoża węglowodorów oraz kawerny solne. Kawerny solne to obiekty powstające w wysadach solnych poprzez wyługowanie z nich soli. Stanowią doskonale miejsce do podziemnego magazynowania węglowodorów, a w przyszłości zapewne także wodoru, cechując się wysoką elastycznością pracy. Obecnie pojemność magazynów gazu w UE wynosi ok. 100 mld m³, jednak niektóre

kraje, m.in. Polskę, cechuje niski stosunek pojemności magazynowych do rocznego zużycia, co przekłada się na poszukiwanie dodatkowych pojemności magazynowych w innych krajach. W tym kontekście wymienia się m.in. Ukrainę.

W artykule szczególny nacisk położono na przybliżenie zaistniałych w ciągu ostatnich lat istotnych zmian kierunków dostaw gazu ziemnego do UE. Przed 2020 r. najwięcej gazu trafiało z Rosji (ok. 40% całkowitego importu), a po zbrojnej inwazji Rosji na Ukrainę radykalnie zmniejszyły się dostawy gazu z tego kierunku, a wzrosło nabycie gazu w formie LNG, zwłaszcza z USA. Warto także dodać, że pojawiło się także nowe źródło zaopatrzenia UE w gaz ziemny z Azerbejdżanu.

Słowa kluczowe: gaz ziemny, podziemne magazyny gazu, kawerny solne, bezpieczeństwo energetyczne

The significance of LNG in the context of major changes in the directions of natural gas supply for EU countries

Over the past decade, the demand for natural gas in EU countries has slightly decreased; the highest was recorded in 2021 at nearly 400 billion cubic meters (bcm), and the lowest in 2023 at 317 bcm. The largest drop occurred in 2022 and is primarily a consequence of record-high gas prices caused by Russia's full-scale invasion of Ukraine in February 2022. The declining importance of natural gas in the EU's energy balance is also linked to the increasingly widespread use of renewable energy sources (RES).

In the case of Poland, the last decade has seen a visible increase in gas consumption of about 20%. Considering the current investments in the energy sector, including heating, a significant increase in the use of natural gas is expected for Poland, especially by 2030. Also in the case of Germany, the largest consumer of natural gas in the EU, there are plans to build gas-fired power units with a total capacity of up to 20 GW. Observations from recent years indicate that gas-fired power units play a very important role in ensuring the stable operation of national power systems, especially during periods of low energy supply from RES, primarily wind power plants and photovoltaic farms.

This direction of gas consumption will require increased demand for gas storage services. This is particularly important as the share of gas from domestic production in meeting natural gas demand within the EU is systematically declining. In 2024, this share was 10%.

Depleted hydrocarbon fields and salt caverns are most commonly used for the underground storage of natural gas. Salt caverns are facilities created in salt domes by leaching out the salt. They provide an excellent location for the underground storage of hydrocarbons, and likely hydrogen in the future, characterized by high operational flexibility. Currently, the gas storage capacity in the EU is about 100 bcm; however, some countries, including Poland, are characterized by a low ratio of storage capacity to annual consumption, which leads to the search for additional storage capacities in other countries. Ukraine is one of the countries mentioned in this context.

The article places particular emphasis on outlining the significant changes in the direction of natural gas supplies to the EU in recent years. Before 2020, most gas came from Russia (about 40% of total imports). After Russia's armed invasion of Ukraine, gas supplies from this direction radically decreased, while purchases of LNG, especially from the USA, increased. It is also worth adding that a new source of natural gas supply for the EU from Azerbaijan has emerged.

Keywords: natural gas, underground gas storage, salt caverns, energy security

Wybrane ekonomiczne i społeczne aspekty osiągnięcia neutralności klimatycznej przez województwo małopolskie

Janusz ZYŚK*, Maciej RACZYŃSKI*, Artur WYRWA*, Sabina MICHALSKA*,
Emilia WYRWA*, Marcin PLUTA*, Tadeusz OLKUSKI*, Wojciech SUWAŁA*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie,
Wydział Energetyki i Paliw
e-mail: jazysk@agh.edu.pl*

Województwo małopolskie było pierwszym regionem w Polsce, który opracował i przyjął „Regionalny Plan Działań dla Klimatu i Energii”, ukierunkowany na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz wdrażanie działań adaptacyjnych do postępujących zmian klimatu. W związku z koniecznością aktualizacji założeń przyjętych w 2020 roku w Akademii Górniczo-Hutniczej opracowano szczegółową analizę scenariuszy rozwoju województwa w perspektywie 2020–2050. Jej celem było wskazanie optymalnego planu inwestycyjnego umożliwiającego redukcję emisji gazów cieplarnianych, a także ocena skutków społeczno-gospodarczych transformacji energetycznej na poziomie województwa. Opracowany model optymalizacyjny klasy 3E (Energy-Economy-Environment) obejmował wszystkie kluczowe sektory – energetykę, budownictwo mieszkaniowe i usługowe, transport drogowy i kolejowy, przemysł i gospodarkę odpadami, rolnictwo oraz leśnictwo i użytkowanie gruntów – a także uwzględniał potencjał technologiczny, koszty paliw i technologii, cele polityki klimatycznej na poziomie regionalnym, krajowym i europejskim, aspekty zatrudnienia oraz koszty zewnętrzne związane z emisjami. Rokiem bazowym modelu był 2020. Symulację przeprowadzono do roku 2050. W oparciu o ten model opracowano cztery scenariusze rozwoju: „Stagnacja”, zakładający brak realizacji celów klimatycznych; „Krajowy”, odnoszący się do redukcji emisji o 50,4% do 2030 roku względem 1990 roku; „Małopolska”, przewidujący redukcję o 40% do 2030 roku; oraz „Optymistyczny”, zakładający redukcję o 55% do 2030 roku. Dwa ostatnie scenariusze przewidują osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku. Uzyskane wyniki wskazują, że ambitniejsze ścieżki rozwoju wiążą się z licznymi korzyściami w porównaniu ze scenariuszem „Stagnacja”. Skumulowane koszty zdrowotne związane z emisją zanieczyszczeń są niższe o około 35% w scenariuszach „Małopolska” i „Optymistyczny”. Rozwój

odnawialnych źródeł energii sprzyja tworzeniu miejsc pracy – szacuje się, że w obsłudze i serwisie instalacji energetycznych powstanie około 3000 etatów. Koszty produkcji energii elektrycznej w scenariuszach ambitnych „Małopolska” i „Optymistyczny” są niższe niż w pozostałych, a najwyższe wartości odnotowano w scenariuszu „Stagnacja”. Koszty energii ponoszone przez gospodarstwa domowe we wszystkich wariantach kształtują się na podobnym poziomie, co sugeruje, że transformacja energetyczna może nie wpłynąć znacząco negatywnie na skalę ubóstwa energetycznego. Przeprowadzone badania mają szczególne znaczenie, ponieważ dostarczają pierwszego w Polsce kompleksowego modelu klimatyczno-energetycznego opracowanego na poziomie województwa, który umożliwia analizę długofalowych skutków polityki klimatycznej dla gospodarki i społeczeństwa.

Słowa kluczowe: model, scenariusze energetyczne, zatrudnienie, transformacja energetyczna

Przygotowanie artykułu zostało sfinansowane w ramach subwencji badawczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie nr 16.16.210.476. oraz projektu LIFE-IP EKO-MAŁOPOLSKA „Wdrażanie Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii dla województwa małopolskiego” LIFE-IP EKOMALOPOLSKA/LIFE19 IPC/PL/000005 współfinansowanego ze środków instrumentu finansowego LIFE w ramach środków Unii Europejskiej i NFOŚiGW.

Zarządzanie modelem produkcji węgla koksowego i do celów energetycznych w JSW SA

Aleksandra BURCZYK*, Jacek WITEK*, Jan MARCISZ*

** Jastrzębska Spółka Węglowa SA
e-mail: aburczyk@jsw.pl*

Jastrzębska Spółka Węglowa SA (JSW SA) jako krajowy producent węgla kamiennego, głównie węgla koksowego oraz węgla do celów energetycznych, ciągle doskonali swoje procesy celem zapewnienia rentownego i efektywnego funkcjonowania, co jest konieczne w trudnym otoczeniu branży stalowej. Zarządzanie modelem produkcji węgla koksowego i energetycznego wymaga w szczególności integracji aspektów technicznych i jakościowych, obejmujących zarówno procesy eksploatacji, jak i kontroli parametrów surowca. W referacie omówiono proces decyzyjny pozwalający na osiągnięcie zamierzonego poziomu parametrów cenotwórczych poprzez odpowiednie harmonogramowanie ścian w aspekcie jakościowym, pozwalające zminimalizować wpływ zmienności geologicznej złóż na proces wzbogacania węgla, co w konsekwencji umożliwia jego efektywne przemysłowe wykorzystanie.

W 2024 roku węgiel koksowy po raz czwarty uzyskał status surowca krytycznego dla europejskiej gospodarki, a więc mającego ogromne znaczenie gospodarcze, obarczone ryzykiem przerwania dostaw ze względu na wysoką koncentrację ich produkcji poza Unią Europejską. W planach długoterminowych JSW SA stale zakłada ponad 80-procentową produkcję węgla koksowego; pozostała część produkcji to węgiel do celów energetycznych, który trafia do energetyki zawodowej. JSW SA nie prowadzi sprzedaży węgla odbiorcom indywidualnym. Zakładany stały wzrost produkcji węgla koksowego, surowca krytycznego Unii Europejskiej, jest zgodny z założeniami transformacji energetycznej.

Produkcja węgla do celów energetycznych prowadzona jest w KWK „Knurow – Szczygłowiec” oraz w KWK „Budryk”. Węgiel ten charakteryzuje się niską zawartością siarki – poniżej 0,5% i niską zawartością chloru – poniżej 0,3% przy średniej klasie sprzedaży 21–23.

Słowa kluczowe: węgiel koksowy, węgiel do celów energetycznych, parametry węgla kamiennego, surowiec krytyczny, zarządzanie

WYDAWNICTWO IGSMiE PAN, KRAKÓW
Nakład 220 egz.; Ark. wyd. 9,63; Ark. druk. 13,5 (×8)
Druk i oprawa: TRADIVERS Magdalena Orska
ul. Wł. Reymonta 86, 32-065 Krzeszowice

*Następna XXXIX Konferencja
18–21 października 2026, Zakopane*

*<https://se.min-pan.krakow.pl/>
tel.: 12 632-27-48*

ISBN 978-83-67606-64-6

