

# **NOWE WYZWANIA TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ RP**

pod redakcją:

**Urszuli Kiełkowskiej  
Michała B. Pietrzaka  
Bartłomieja Iglińskiego  
Pawła Machalskiego**

**Gdańsk 2026**

PRZEWODNICZĄCY KOMITETU REDAKCYJNEGO  
WYDAWNICTWA POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ

*Dariusz Mikielewicz*

REDAKTOR PUBLIKACJI NAUKOWYCH

*Michał Szydłowski*

RECENZENTKI

*Katarzyna Cheba*

*Justyna Łapińska*

REDAKCJA JĘZYKOWA

*Joanna Niezgoda*

PROJEKT OKŁADKI

*Monika Dziekciarz*

SKŁAD

*Wioleta Lipska-Kamińska*

Wydano za zgodą Rektora Politechniki Gdańskiej

Oferta wydawnicza Politechniki Gdańskiej jest dostępna pod adresem  
<https://sklep.pg.edu.pl>



Publikacja jest dostępna na licencji Creative Commons CC BY-NC 4.0.

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2026

ISBN 978-83-7348-961-5 (wersja papierowa)

ISBN 978-83-7348-962-2 (wersja elektroniczna)

WYDAWNICTWO POLITECHNIKI GDAŃSKIEJ

---

Wydanie I. Ark. wyd. 15,00, ark. druku 13,13, 300/1296

---

Druk i oprawa: Agencja Reklamowa TOP Agnieszka Łuczak,  
ul. Chocimska 4, 87-800 Włocławek, tel. 54 427 09 70

## Spis treści

---

Wprowadzenie .....	5
1. Transformacja energetyczna na przykładzie województwa kujawsko-pomorskiego .....	11
Bartłomiej Igliński, Urszula Kielkowska, Michał Bernard Pietrzak, Mateusz Skrzatek, Krzysztof Mazurek, Marcin Cichosz, Sebastian Drużyński, Adriana Wróbel-Kaszanek	
2. Zjawisko prosumpcji odnawialnych źródeł energii – fenomen fotowoltaiki w Polsce .....	27
Jarosław Krajewski, Michał Bernard Pietrzak	
3. Uwarunkowania prawne, administracyjne oraz społeczne inwestycji biogazowych i biometanowych w transformacji energetycznej RP .....	35
Paweł Machalski	
4. Budowa i skutki funkcjonowania morskich farm wiatrowych na przykładzie Morza Bałtyckiego .....	52
Natalia Cieślewicz, Krzysztof Pilarski, Agnieszka A. Pilarska	
5. Analiza potencjalnych negatywnych oddziaływań ze strony wielkoformatowego magazynu energii zlokalizowanego w bliskiej odległości od budynków mieszkalnych .....	73
Adam Mroziński	
6. Valorization of raw and pyrolyzed sewage sludge as soil amendments .....	85
Sihem Daassi, Ismail Trabelssi, Mohamed Ali Wahab	
7. Od marginalnej roli do filaru transformacji energetycznej – rozwój sektora prosumentów w Polsce i wybranych krajach Unii Europejskiej .....	98
Agnieszka Mazurek, Błażej Niewiarowski	
8. Metody utylizacji paneli fotowoltaicznych – analiza technologiczna, ekonomiczna i środowiskowa .....	113
Sebastian Drużyński, Adriana Wróbel-Kaszanek, Urszula Kielkowska, Krzysztof Mazurek, Aleksandra Szalla, Artur Borowski	
9. Degradacja urządzeń energetycznych i predykcja ich żywotności .....	132
Anna Jarosz-Kozyro	
10. Wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych na przykładzie koncernów piwowarskich .....	149
Agnieszka Mazurek, Natalia Klimczyk, Klaudia Krawczyk, Wiktoria Bożentka, Szymon Zając	

---

11. Obywatelskie społeczności energetyczne – możliwości i bariery .....	159
Robert Witold Jankowski	
12. Odnawialne źródła energii w świetle zmian w podatku od nieruchomości ...	165
Jolanta Mikołajczyk	
13. Recykling paneli fotowoltaicznych .....	175
Bartłomiej Igliński, Urszula Kiełkowska, Krzysztof Mazurek, Marcin Cichosz, Sebastian Drużyński, Adriana Wróbel-Kaszanek, Aleksandra Szalla, Artur Borowski	
14. Porównanie wpływu struktury porowatej oraz obecności grup powierzchniowych na adsorpcję siarkowodoru na węglach aktywnych na podstawie wyników symulacji Monte Carlo .....	187
Sylwester Furmaniak, Piotr A. Gauden	
Podsumowanie i wnioski .....	207
Indeks autorów .....	209

## Wprowadzenie

---

Transformacja energetyczna stanowi nie tylko wielkie wyzwanie czy jeden ze znaków rozpoznawczych trzeciej i zapewne kolejnych dekad XXI wieku, ale wiąże się także z procesem szerokich zmian prawnych, administracyjnych, organizacyjnych, a przede wszystkim społecznych. Zmieniające się standardy i nowe trendy rysują obszary nowych aktywności dla praktyków wielu branż, nowe zadania dla polityków, samorządowców i urzędników, jak również są inspiracją dla ludzi nauki. Transformacja energetyczna sukcesywnie generuje nowe wyzwania, jednych zadawala, innych zawodzi, a z pewnością stanowi szerokie i interdyscyplinarne pole badawcze dla przedstawicieli wielu dziedzin i dyscyplin naukowych: nauk inżynieryjno-technicznych (inżynierii chemicznej, inżynierii środowiska, górnictwa i energetyki), nauk ścisłych i przyrodniczych (nauk chemicznych, fizycznych, nauk o Ziemi i środowisku oraz biotechnologii), nauk rolniczych czy wreszcie nauk społecznych, w tym nauk prawnych, nauk ekonomicznych, nauk o polityce i administracji, nauk o bezpieczeństwie czy geografii społeczno-ekonomicznej i gospodarce przestrzennej.

Zróżnicowane obszary i konteksty transformacji energetycznej po raz kolejny zainspirowały organizatorów Kongresu Rozwoju Energetyki Odnawialnej (KREO), którego druga edycja odbyła się 10 grudnia 2024 r. w Toruniu. Konferencja zorganizowana przez Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, przy naukowym wsparciu Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie oraz Instytutu Energetyki – Oddziału w Gdańsku, zgromadziła – zgodnie ze swoim przewodnim hasłem „Biznes, nauka, samorządy” – przedstawicieli tych trzech kluczowych dla transformacji energetycznej obszarów. KREO24 został zrealizowany dzięki wsparciu finansowemu Gminy Miasta Toruń, Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska w Toruniu, a także następujących partnerów komercyjnych: FlexiPower Group, Mentor SA, WestWind Biogaz Sp. z o.o. Konferencja odbyła się pod patronatami honorowymi:

- Ministry Klimatu i Środowiska – Pauliny Hennig-Kloski;
- Wojewody Kujawsko-Pomorskiego – Michała Szybła;
- Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego – Piotra Całbeckiego;
- Prezydenta Miasta Torunia – Pawła Gulewskiego;
- Prezesa Zarządu Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Toruniu – Grzegorza Boronia,

a także pod licznymi patronatami medialnymi – następujących redakcji regionalnych i branżowych: TVP3 Bydgoszcz, Polskie Radio PiK, Nowości Dziennik Toruński, Gramzielone.pl, Magazyn Biomasa, Energetyka Wodna, Energetyka Plus. W tym miejscu redaktorzy niniejszej publikacji, reprezentujący organizatorów KREO24, chcieliby podziękować patronom, partnerom i sponsorom za wszelkie formy życzliwości i wsparcia.

Pośród wielu znamienitych gości swoją obecnością zaszczytili nas m.in.:

- Marcin Skonieczka – Poseł na Sejm RP;
- Michał Koniuch – Wicewojewoda Kujawsko-Pomorski, który odczytał list od Wiceministra Klimatu i Środowiska – Miłosza Motyki;
- Grzegorz Boroń – Prezes Zarządu Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Toruniu;
- Marek Wojtkowski – Członek Zarządu Województwa Kujawsko-Pomorskiego;
- Andrzej Montwiłł – Pełnomocnik Marszałka Województwa Zachodniopomorskiego ds. OZE;
- Tomasz Bońdos – Dyrektor Zespołu ds. Zarządzania Energią Urzędu Miasta Bydgoszczy.

W wydarzeniu uczestniczyło bezpośrednio niemal 100 osób – urzędnicy państwowi i samorządowi, przedstawiciele nauki oraz biznesu – natomiast ponad 500 odbiorców śledziło obrady za pośrednictwem internetu. Wyróżnikiem KREO jest fakt, że nie ogranicza się wyłącznie do komponentów biznesowo-gospodarczych – co często ma miejsce podczas kongresów branżowych OZE – ale uwzględnia także fundamentalne znaczenie teorii naukowych. Rozwój gospodarczy trzeciej dekady XXI wieku wymaga coraz bardziej intensywnej współpracy przedsiębiorców z instytucjami naukowymi i uczelniami, opartej na standardach B+R.

Wystąpienia naukowe przedstawiciele wielu ośrodków akademickich z całej Polski poprzedziło uroczyste otwarcie z udziałem polityków i samorządowców, a także dwie dyskusyjne sesje plenarne. Pierwsza z nich, pt. **Wyzwania transformacji energetycznej RP w kontekście bieżącej sytuacji geopolitycznej i zbliżającej się Prezydencji Polski w Radzie UE**, objęła wiele światowych, europejskich i ogólnopolskich zagadnień, takich jak proces inwestycyjny dla instalacji OZE w świetle aktualnych wyzwań prawnych, dysfunkcje i bariery rozwoju energetyki odnawialnej, finansowanie tego typu inwestycji, modernizacja sieci, magazyny energii czy rozwój poszczególnych rodzajów OZE (energetyki wiatrowej, słonecznej czy biogazowni). Choć praktyka kolejnych miesięcy pokazała, że prezydencja nie przyniosła przełomowych decyzji czy spektakularnych zmian, to jeszcze w grudniu 2024 r. wiązanie z nią takich nadziei było w pełni uprawnione. Analiz transformacji energetycznej w jej zróżnicowanych wymiarach z pewnością należy dokonywać z uwzględnieniem kontekstu spraw europejskich i roli instytucji unijnych w tym zakresie. Polska jako jedno z 27 państw członkowskich Unii Europejskiej stanowi istotny podmiot realizacji transformacji energetycznej na poziomie europejskim. Proces ten powinien być oczywiście wspierany przez państwową legislację czy narodowe programy, takie jak np. „Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.” czy „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.”.

Druga sesja plenarna, pt. **Transformacja energetyczna na poziomie regionalnym i lokalnym. Rola samorządu terytorialnego, inwestorów prywatnych i prosumentów**, wpisała się już w charakterystyczny dla KREO obszar analiz dotyczących procesów, które powinny się odbywać lokalnie, równoległe do tych zachodzących na szczeblu unijnym czy państwowym. Nie będzie bowiem efektywnej transformacji energetycznej RP i pełnego zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego polskiemu społeczeństwu bez włączenia

w te procesy wszystkich jednostek samorządu terytorialnego, a zwłaszcza gmin. Należy zatem, stosując się do ustrojowych zasad decentralizacji i subsydiarności, włączyć społeczności lokalne do współdecydowania w ramach konkretnych projektów transformacji energetycznej. System produkcji energii elektrycznej w Polsce powinien podlegać dalszej ewolucji poprzez stopniowe odchodzenie od scentralizowanej i często sterowanej przez państwo energetyki wielkoskalowej w stronę mikroinstalacji, umiejscawianych w pobliżu lokalnych, często niewielkich ośrodków popytu. W te nowe tendencje świetnie wpisuje się samorząd Bydgoszczy, dlatego statuetkę **Kreator Energii 2024** organizatorzy KREO24 przyznali największemu miastu województwa kujawsko-pomorskiego „za digitalizację rozliczeń za energię elektryczną zintegrowaną z systemem monitorującym instalacje fotowoltaiczne na budynkach publicznych”.

Kongres Rozwoju Energetyki Odnawialnej – KREO24 stworzył też okazję do wystąpień przedstawicieli naszych partnerów i sponsorów publicznych oraz prywatnych: Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Toruniu, a także FlexiPower Group i brokera Mentor SA.

Najdłuższe okazały się kilkugodzinne sesje naukowe. Wystąpiło ponad 20 przedstawicieli ośrodków akademickich z całej Polski: Instytutu Nauk Ekonomicznych Polskiej Akademii Nauk, Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie, Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu, Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, Uniwersytetu Jana Długosza w Częstochowie, Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, Politechniki Gdańskiej, Politechniki Bydgoskiej im. Jana i Jędrzeja Śniadeckich, Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, Akademii Nauk Stosowanych im. Stanisława Staszica w Pile, czy Państwowej Akademii Nauk Stosowanych im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie. Większość z tych wystąpień znalazło swoje odzwierciedlenie w niniejszej publikacji. Dzięki tak szerokiemu przekrojowi ośrodków akademickich Kongres Rozwoju Energetyki Odnawialnej okazał się w praktyce międzyuczelnianą platformą wymiany wiedzy i doświadczeń z zakresu transformacji i zmian zachodzących w sektorze energii.

Poszczególne prace zawarte w niniejszej publikacji dotyczą większości zarysowanych wyżej interdyscyplinarnych obszarów transformacji energetycznej RP – jej aktualnych wyzwań i dylematów. Za sprawą anglojęzycznego artykułu badaczy z Tunezji opracowanie nabrało międzynarodowego charakteru. Nie zabrakło w nim badań przedstawicieli nauk chemicznych, np. dotyczących pirolizy osadów ściekowych, adsorpcji siarkowodoru na węglach aktywnych (na podstawie wyników symulacji Monte Carlo), a także utylizacji czy recyklingu paneli fotowoltaicznych. Są też analizy ekonomiczne czy prawnicze, np. dotyczące OZE w świetle zmian w podatku od nieruchomości. Najwięcej prac wpisuje się jednak w obszar transformacji energetycznej na poziomie regionalnym, a zwłaszcza lokalnym. Dotyczą one m.in. transformacji energetycznej na przykładzie województwa kujawsko-pomorskiego; prawnych, administracyjnych oraz społecznych uwarunkowań inwestycji biogazowych i biometanowych; Obywatelskich Społeczności Energetycznych; roli prosumentów i rozwoju fotowoltaiki czy wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych na przykładzie koncernów piwowarskich.

Za nami dopiero druga edycja KREO, a już dzięki zaangażowaniu wielu osób i życzliwości mediów udało się wykreować świadomość branży OZE i ludzi nauki w kontekście tego wydarzenia. To potencjał na przyszłość, który warto wykorzystać. Toruń według planu rozwoju miasta ma być m.in. „miastem kongresowym”. Chcemy tę strategię współtworzyć, dlatego zapraszamy wszystkich uczestników KREO24 na kolejne edycje tej konferencji, a wszystkich patronów, partnerów i sponsorów prosimy o kontynuację naszej konstruktywnej współpracy, raz jeszcze dziękując za dotychczasową przychylność. **Politechnice Gdańskiej dziękujemy za sfinansowanie niniejszej publikacji, a uczelnianej oficynie za sprawny proces wydawniczy. Wszystkim Czytelnikom życzymy ciekawej lektury i inspiracji do aktywnego uczestniczenia w procesach transformacji energetycznej.**

*dr hab. Urszula Kielkowska, prof. UMK*

*dr hab. Michał B. Pietrzak, prof. PG*

*dr Bartłomiej Igliński*

*dr Paweł Machalski*

## **Komitet Naukowy Kongresu Rozwoju Energetyki Odnawialnej KRE024**

prof. dr hab. Justyna M. Chodkowska-Miszczuk	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr hab. Małgorzata Gawrycka, prof. PG	– Politechnika Gdańska
dr hab. Urszula Kielkowska, prof. UMK	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr hab. Krzysztof Mazurek, prof. UMK	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr hab. Michał B. Pietrzak, prof. PG	– Politechnika Gdańska
dr hab. Agnieszka Pilarska, prof. UP w Poznaniu	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr hab. Bogusław Przywora, UJD w Częstochowie	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr hab. Piotr Siemiątkowski, prof. UMK	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr Marcin Cichosz	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr Sebastian Drużyński	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr inż. Sławomir Gromadzki, PANSIM	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr Bartłomiej Igliński, UMK w Toruniu	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr Paweł Machalski, PANSIM, WSB i AJ w Toruniu	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr Agnieszka Mazurek, UE w Krakowie	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr inż. Adam Mroziński, Politechnika Bydgoska	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr inż. Andrzej Montwiłł	– Politechnika Morska w Szczecinie
dr Michał Piątek	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej

## **Komitet Organizacyjny Kongresu Rozwoju Energetyki Odnawialnej KRE024**

dr hab. Urszula Kielkowska, prof. UMK	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr hab. Krzysztof Mazurek, prof. UMK	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr hab. Michał B. Pietrzak, prof. PG	– Politechnika Gdańska
dr Marcin Cichosz	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr Sebastian Drużyński	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr Bartłomiej Igliński	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr Anna Kujawska	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr Paweł Machalski	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr Agnieszka Mazurek	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr inż. Adam Mroziński	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
dr Aleksandra Szalla	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
dr Adriana Wróbel-Kaszanek	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
mgr Artur Borowski	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
mgr inż. Małgorzata Czubek	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
mgr inż. Piotr Galiński	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
mgr Magdalena Kogga	– Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
mgr Julia Bajerska	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu
mgr Adrianna Kolas	– Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

## Organizatorzy



UNIWERSYTET  
MIKOŁAJA KOPERNIKA  
W TORUNIU



WYDZIAŁ ZARZĄDZANIA  
I EKONOMII

## Partnerzy naukowci



UNIWERSYTET  
EKONOMICZNY  
W KRAKOWIE  
1925 - 2025



Instytut  
Energetyki

## Podmioty dotujące



Zrealizowano dzięki wsparciu  
Gminy Miasta Toruń



Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska  
i Gospodarki Wodnej w Toruniu

## Sponsorzy



WestWind  
BIOGAZ

## Patronaty honorowe



Ministerstwo  
Klimatu i Środowiska



WOJEWODA  
KUJAWSKO-POMORSKI  
MICHAŁ SZTYBEL



Marszałek Województwa  
Kujawsko-Pomorskiego  
Piotr Całbecki



Prezydent Miasta Torunia  
Paweł Gulewski



Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska  
i Gospodarki Wodnej w Toruniu

## Patronaty medialne



ENERGETYKA  
PLUS  
www.energetyka.plus

# 1. Transformacja energetyczna na przykładzie województwa kujawsko-pomorskiego

---

Bartłomiej Igliński<sup>1</sup>, Urszula Kiełkowska<sup>1</sup>, Michał Bernard Pietrzak<sup>2</sup>,  
Mateusz Skrzatek<sup>3</sup>, Krzysztof Mazurek<sup>1</sup>, Marcin Cichosz<sup>1</sup>,  
Sebastian Drużyński<sup>1</sup>, Adriana Wróbel-Kaszanek<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Chemii, Katedra Technologii Chemicznej

<sup>2</sup> Politechnika Gdańska, Wydział Zarządzania i Ekonomii, Katedra Statystyki i Ekonometrii

<sup>3</sup> Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Nauk Historycznych

E-mail: iglinski@umk.pl, ulak@umk.pl, michal.pietrzak@pg.edu.pl, mateusz.skrzatek@gmail.com,  
mazur@umk.pl, chemik@umk.pl, sebdru@umk.pl, adriana@umk.pl

## Wprowadzenie

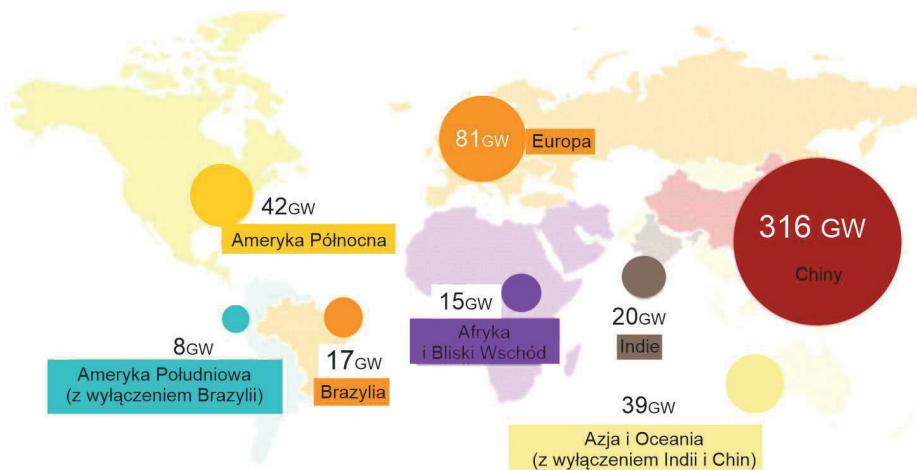
Energia jest jednym z najważniejszych czynników determinujących rozwój cywilizacyjny, każdy bowiem proces gospodarowania musi być zasilany energetycznie. Jednak nigdy wcześniej gospodarka i życie społeczne nie były od niej aż tak zależne. Nieprzerwana podaż energii jest niezbędna dla funkcjonowania współczesnej gospodarki, gospodarstw domowych, a w efekcie dla jakości życia. Jednocześnie jej produkcja z surowców kopalnych stanowi największe źródło emisji zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych, przede wszystkim CO<sub>2</sub>. To groźne antropogeniczne obciążenie biosfery prowadzi do zachwiania równowagi w przebiegu globalnych procesów przyrodniczych. Bez radykalnych kroków zmiany klimatyczne będą coraz dotkliwsze, głównie w Afryce i w Indiach. Oznacza to nasilenie się ruchów migracyjnych m.in. do Europy i do Polski (tzw. migracje klimatyczne) [1].

Odnawialne źródła energii (OZE), zgodnie z definicją Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency, IEA), są związane z taką ilością energii, jaką pozyskuje się w naturalnych procesach przyrodniczych stale odnawialnych. Występując w różnej postaci, są generowane bezpośrednio lub pośrednio przez energię słoneczną lub z ciepła pochodzącego z jądra Ziemi [2].

Wykorzystując OZE, można niewątpliwie osiągnąć znaczące korzyści, w tym:

- środowiskowe (zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska, ograniczenie emisji szkodliwych gazów i pyłów do atmosfery);
- społeczne (nowe miejsca pracy, poprawa zdrowia mieszkańców, promocja regionu);
- ekonomiczne (niższe koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej) [3].

W 2023 r. największą moc OZE zainstalowały Chiny (316 GW), następnie Europa (81 GW) i Ameryka Północna (42 GW). Znaczącym przyrostem mocy mogą się pochwalić Indie (20 GW) i Brazylia (17 GW) (rysunek 1.1) [4].



**Rysunek 1.1.** Przyrost mocy [GW] energetyki odnawialnej na świecie w 2023 r.

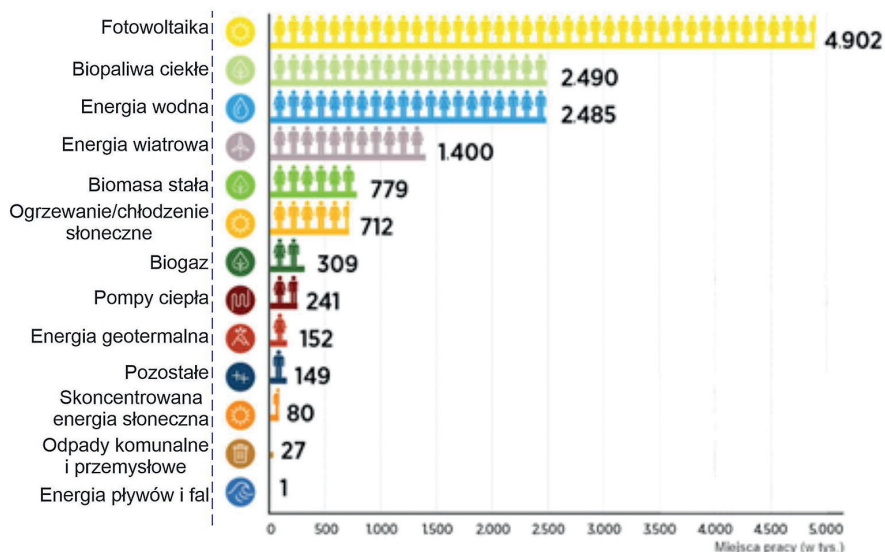
Źródło: opracowanie na podstawie [4]

Transformacja energetyczna to dynamicznie przebiegające procesy na poziomie krajowym lub globalnym, które poprzez zmiany sposobu produkcji i wykorzystania energii wpływają na zrównoważony rozwój gospodarek oraz społeczeństw [5]. Oznacza to, że z tradycyjnych źródeł energii, takich jak węgiel, gaz czy ropa naftowa, gospodarka przedstawia się na odnawialne źródła, jak energia słoneczna, wiatrowa czy geotermalna. Transformacja energetyczna dotyczy nie tylko przedsiębiorstw, ale także indywidualnych odbiorców energii lub samorządów lokalnych, które wszystkie razem odgrywają kluczową rolę w przeciwdziałaniu negatywnym skutkom wpływu człowieka na środowisko [6].

Transformacja energetyczna to rozwój nowych technologii, a więc powstanie nowych, dobrze płatnych miejsc pracy. Kraje, w których zatrudnienie w sektorze energii odnawialnej w 2023 r. było największe, to Chiny, Brazylia, USA, Indie, Japonia i Niemcy. Spośród wszystkich sektorów rynku OZE największe zatrudnienie zanotowano w przedsiębiorstwach związanych z fotowoltaiką (PV), gdzie zatrudnia się 4,9 mln osób (2,5 mln w 2014 r.). Drugim z kolei sektorem są biopaliwa, gdzie zatrudnionych jest 2,5 mln osób. Na trzecim miejscu plasuje się zatrudnienie w sektorze hydroenergetyki (rysunek 1.2) [7].

Jednym z najważniejszych zadań stojących przed władzami województwa kujawsko-pomorskiego jest przeprowadzenie w najbliższej dekadzie transformacji energetycznej regionu. W polityce energetycznej władze Samorządu Województwa Kujawsko-Pomorskiego zakładają odchodzenie od wykorzystania źródeł energii opartych na paliwach kopalnianych i zastąpienie ich energią pozyskiwaną z OZE. Po raz pierwszy władze samorządowe tak mocno wyeksponowały ten cel w przyjmowanych strategiach rozwoju regionu. W dalszej perspektywie jest osiągnięcie zeroemisyjności i samowystarczalności energetycznej województwa. Jest to ambitne zadanie, jeżeli weźmie się pod uwagę dotychczasowy wskaźnik udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w województwie kujawsko-pomorskim, który w ostatnich latach osiągnął poziom ok. 50%. Jednym z priorytetów województwa kujawsko-pomorskiego do 2030 r. jest całkowita produkcja energii

elektrycznej z OZE. W ocenie władz samorządowych region posiada predyspozycje do rozwoju na dużą skalę niewielkich instalacji opartych na energii słonecznej i geotermalnej. Władze regionu chcą zachować lokalny charakter rozwoju energetyki odnawialnej poprzez realizację systemów energetyki rozproszonej, opartych na spółdzielniach mieszkaniowych. W ich ocenie dalszy rozwój OZE przyniesie wymierne korzyści środowiskowe oraz wpłynie na zwiększenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego województwa kujawsko-pomorskiego. Rozwój gospodarki województwa w obiegu zamkniętym przyczyni się także do obniżenia śladu węglowego oraz spowolnienia zmian klimatycznych [8].



**Rysunek 1.2.** Zatrudnienie w energetyce odnawialnej na świecie w 2023 r.

*Źródło:* opracowanie na podstawie [7]

Wodór jest paliwem, które może odegrać kluczową rolę w procesie dekarbonizacji przemysłu, energetyki, ciepłownictwa i transportu. Technologie wodorowe będą rozwijane w transporcie ciężkim, w tym w branży autobusowej i komunikacji publicznej. W przemyśle głównymi odbiorcami wodoru pozostaną podmioty, które zużywają obecnie głównie wodór szary, produkowany z paliw kopalnych, i które będą musiały przeprowadzać dekarbonizację. Jest to sektor rafineryjny, chemiczny i stalowy oraz gałęzie przemysłu, w których elektryfikacja jest kosztowna bądź niemożliwa do przeprowadzenia.

Celem niniejszej pracy jest przedstawienie stanu aktualnego potencjału energetycznego i perspektyw rozwoju mixsu energii odnawialnej w województwie kujawsko-pomorskim.

## Wykorzystanie biomasy na cele energetyczne w województwie kujawsko-pomorskim

W województwie kujawsko-pomorskim łączna moc instalacji opartych na biomase wynosi 177,225 MW. Na terenie województwa działają zarówno podmioty zajmujące się

wytwarzaniem biomasy, jak i jej zastosowaniem do celów energetycznych. Biomasę wykorzystuje się także w zbiorczych systemach grzewczych. Są one różnej skali, najczęściej niewielkiej, działające na potrzeby własne przedsiębiorstw, spółdzielni mieszkaniowych, budynków użyteczności publicznej itp. Wykorzystują one głównie biomasę pochodzenia lokalnego [9].

Największa koncentracja systemów grzewczych opartych na spalaniu biomasy widoczna jest w północno-zachodniej części województwa [10]. Do celów grzewczych wykorzystywane są odpady, np. z tartaku w Cierpicach pod Toruniem (rysunek 1.3).



**Rysunek 1.3.** Odpady powstające w tartaku w Cierpicach pod Toruniem

*Źródło:* fot. B. Igliński

Największa plantacja roślin energetycznych znajduje się niedaleko Grudziądza i ma powierzchnię 315 ha. Biomasa jest produkowana dla OPEC-BIO Sp. z o.o. w Grudziądzu. Właściciel uprawiał wcześniej truskawki, ale miał problemy z pracownikami sezonowymi, więc wprowadził uprawę miskanta.

Wytwórcą biopaliw ciekłych i biokomponentów w województwie kujawsko-pomorskim jest firma Bioetanol AEG Sp. z o.o. z Chełmży z roczną produkcją 10 mln litrów bioetanolu [11].

Na terenie województwa kujawsko-pomorskiego znajdują się także instalacje do produkcji gazu przy składowiskach odpadów, m.in. w Bydgoszczy, Toruniu, Grudziądzu, Rypnie i Machnacu. Biogazownie rolnicze są zlokalizowane m.in. w Mełnie, Starorypinie Prywatnym, Liskowie, Wąpielsku, Radojewicach oraz Jeżewie.

### **Potencjał biomasy stałej w województwie kujawsko-pomorskim**

Na cele energetyczne można więc łącznie przeznaczyć 40% odpadowego drewna pochodzącego z lasów podczas wycinki i obróbki w przemyśle drzewnym. Obliczenia potencjału wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z odpadowego drewna w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 4,91 PJ/rok.

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego z 2023 r. powierzchnia sadów w województwie kujawsko-pomorskim wyniosła 8,11 tys. ha [12]. Odpadowe drewno z sadów pochodzi zarówno z karczowania, jak i z prac pielęgnacyjnych (np. cięcie gałęzi). W wyniku karczowania sadów można uzyskać ok. 80 Mg/ha biomasy w przypadku starszych plantacji (wiek ok. 30 lat) oraz ok. 60 Mg/ha w przypadku nowszych, nowoczesnych niskopiennych plantacji (wiek ok. 15 lat). Rocznie daje to w przybliżeniu (zakładając karczowanie odpowiednio raz na 30 lub 15 lat) średnio 3,5 Mg/ha/rok). Natomiast ilość biomasy powstającej rocznie podczas prac pielęgnacyjnych waha się w zależności od wieku i gatunku drzew – od 4 do 10 Mg/ha/rok, tj. w przybliżeniu średnio 7 Mg/ha/rok. Obliczenia potencjału wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z odpadowego drewna z sadów w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 0,23 PJ/rok.

Słoma zbóż wykorzystywana jest na potrzeby produkcji zwierzęcej jako materiał ściółkowy i jako pasza dla zwierząt. Część słomy musi być pozostawiona na polu w celu użyzniania gleby [11]. Spadek pogłównia zwierząt hodowlanych w Polsce oraz wprowadzenie bezściółkowego chowu przyczyniły się do znacznych nadwyżek słomy. Obliczenia potencjału wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z nadwyżek słomy w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 8,57 PJ/rok.

Województwo kujawsko-pomorskie posiada znaczną powierzchnię łąk i pastwisk. Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego z 2023 r. wyniosła ona odpowiednio 152,1 i 25,8 tys. ha [12]. Ze względu na ograniczenie pogłównia zwierząt gospodarskich (głównie bydła), a także zmianę systemu żywienia zwierząt większość łąk i pastwisk nie jest użytkowana. Siano można wykorzystać zarówno jako paliwo stałe w procesie spalania, jak i jako substrat w biogazowniach rolniczych. W niniejszym opracowaniu przyjęto, że siano zostanie użyte jako paliwo stałe. Obliczenia potencjału wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z siana z nieużytkowanych łąk i pastwisk w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 1,88 PJ/rok.

Województwo kujawsko-pomorskie posiada znaczną powierzchnię gruntów ugorowanych i nieużytków (grunty zdewastowane i zdegradowane). Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego z 2023 r. wyniosła ona odpowiednio 4,7 i 2,5 tys. ha [12]. Można je wykorzystać do produkcji roślin energetycznych: traw (np. *Miscanthus*), zbóż (z przeznaczeniem do pozyskania słomy i bioetanolu), drzew (topola – *Populus L.*) czy krzewów (wierzba wiciowa – *Salix viminalis*). W niniejszym opracowaniu przyjęto, że będzie to wierzba wiciowa *Salix viminalis*, czyli gatunek rodzimy [11]. Wierzba wiciowa bardzo dobrze toleruje warunki agroklimatyczne praktycznie w całej Polsce, jest również odpowiednią rośliną do rekultywacji nieużytków. Założono dodatkowo, że 5% powierzchni gruntów rolnych zostanie wykorzystanych do produkcji biomasy na cele energetyczne, tj. 95,3 tys. ha. Obliczenia potencjału wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z wierzby wiciowej uprawianej na ugorach, nieużytkach i gruntach rolnych w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 23,52 PJ/rok.

## Potencjał biogazu w województwie kujawsko-pomorskim

Obliczenia dotyczące biogazu uzyskanego z gnojowicy pomiotu ptasiego wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z biogazu utylizacyjnego z gnojowicy zwierzęcej lub pomiotu ptasiego w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 2,43 PJ/rok.

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego z 2023 r. [13] roczna masa odpadów komunalnych powstających w gospodarstwach domowych i obiektach użyteczności publicznej wyniosła w województwie kujawsko-pomorskim ok. 1971 tys. Mg/rok, z czego około połowa to frakcja biodegradowalna. Ze względu na duże rozproszenie źródeł bioodpadów, jak również wciąż niski stopień segregacji odpadów potencjał techniczny biogazu z odpadów komunalnych można oszacować na poziomie 20% potencjału teoretycznego. Obliczenia potencjału wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii możliwa do pozyskania rocznie z biogazu z frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 0,30 PJ/rok.

W województwie kujawsko-pomorskim oczyszcza się 102,6 mln m<sup>3</sup> ścieków komunalnych rocznie [14]. Założono, że z 50% ścieków dopływających do oczyszczalni otrzymany zostanie osad (stanowiący 1% dopływających ścieków) oraz że z 1 m<sup>3</sup> osadu można uzyskać 15 m<sup>3</sup> biogazu. W województwie kujawsko-pomorskim można pozyskać 7,8 mln m<sup>3</sup> biogazu, czyli 0,13 PJ/rok energii.

## Energetyka wodna w województwie kujawsko-pomorskim

Pierwsze wzmianki o młynach wodnych na Kujawach pochodzą z XIII wieku. Już w 1239 r. zarezerwowano miejsce na budowę młyna w Grabowie, na obszarze dzisiejszego powiatu świeckiego. Początkowo lokowano je w pobliżu większych ośrodków miejskich, a po powstaniu państwa zakonu krzyżackiego ich liczba znacznie wzrosła. Przed rewolucją przemysłową w połowie XIX wieku sieć młynów wodnych osiągnęła swoje maksymalne zagęszczenie. Na podstawie źródeł kartograficznych udało się ustalić lokalizacje 1453 obiektów [15].

Wykorzystanie energii odpadowej wody użytkowej może być realizowane przez hydrozespół elektrowni, zainstalowany na trasie jej doprowadzenia lub odprowadzenia. Największe możliwości zastosowania wody użytkowej występują w energetyce przy układach chłodniczych elektrowni ciepłych na paliwo klasyczne czy jądrowe. Nośnikiem energii jest darmowa woda użytkowa odpadowa pochodząca z procesu przemysłowego, traktowana jako odnawialne źródło energii. Przepływ strumienia wody użytkowej jest prawie niezależny od warunków pogodowych i praktycznie można przyjąć stałość tego przepływu. Budowa instalacji MEW w oczyszczalni ścieków w Toruniu jest pionierskim rozwiązaniem mającym na celu odzysk energii. „Sercem” elektrowni wodnej w Toruniu jest turbina Francisca ze stali nierdzewnej (zakres przepływów 0,25–1,2 m<sup>3</sup>/s) (rysunek 1.4) [16].

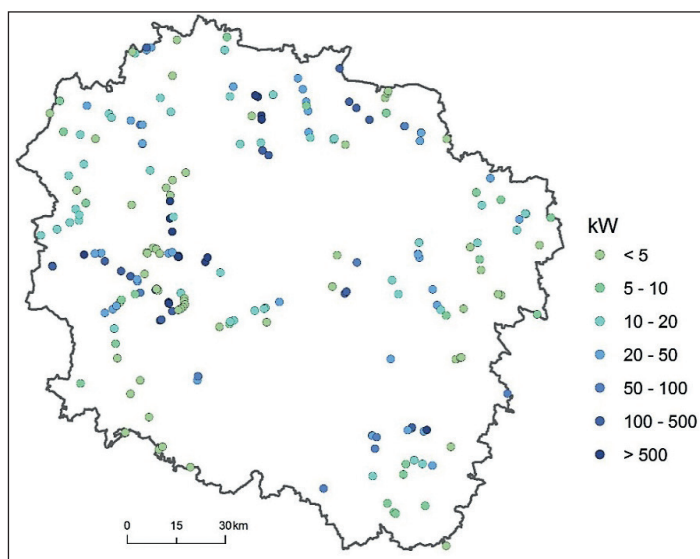
Zgodnie z szacunkami Kujawsko-Pomorskiego Biura Planowania Przestrzennego i Regionalnego we Włocławku potencjalna moc rzek województwa kujawsko-pomorskiego wynosi 367,90 MW, z możliwością wytworzenia energii elektrycznej o wartości 3222,89 GWh [17].



**Rysunek 1.4.** „Serce” hydrozespołu z turbiną Francisa w elektrowni wodnej w Toruniu

*Źródło:* fot. B. Igliński

Na podstawie danych Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej o spadach niwelacyjnych i przepływach (ściślej: przetykach) wody na poszczególnych piętrzeniach (rysunek 1.5) obliczono teoretyczne moce elektryczne małych elektrowni wodnych, jakie można uzyskać na tych piętrzeniach. Łączna teoretyczna moc elektryczna małych elektrowni wodnych w województwie wynosi 128,4 MW (rysunek 1.5), czyli produkcja energii może wynieść średnio ok. 800 GWh rocznie [16].



**Rysunek 1.5.** Lokalizacja istniejących piętrzeń i moc możliwych do postawienia małych elektrowni wodnych w województwie kujawsko-pomorskim

*Źródło:* opracowanie własne

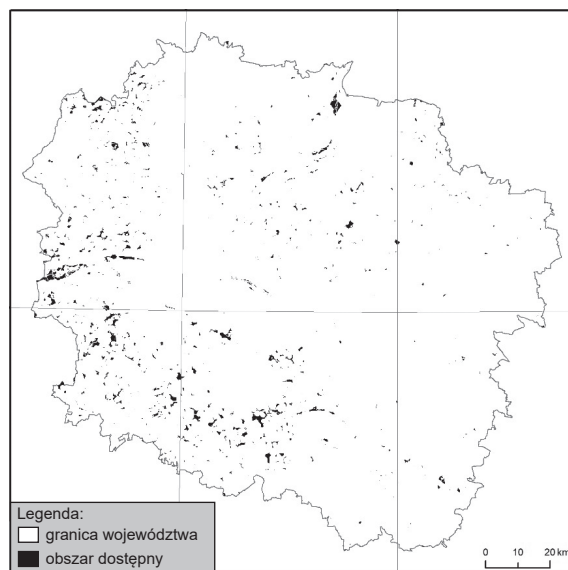
## Energetyka wiatrowa w województwie kujawsko-pomorskim

W województwie kujawsko-pomorskim występują korzystne warunki do rozwoju energetyki wiatrowej. Większość województwa znajduje się w trzeciej strefie zasobów wiatru, charakteryzującej się średnioroczną prędkością wiatru 3–4 m/s. Część południowa województwa kujawsko-pomorskiego dysponuje jeszcze lepszymi zasobami wiatru ze średnioroczną prędkością 4–6 m/s [16].

Dnia 7 października 2023 r. przy głównym zakładzie produkcyjnym SOLBET Sp. z o.o. w Solcu Kujawskim oficjalnie otwarto wytwórnię zielonego wodoru. Podczas inauguracji została zaprezentowana nie tylko instalacja wytwórni, ale również stacja tankowania. Stacja wodorowa umożliwi zagospodarowanie nadwyżek energii wyprodukowanej przez turbiny wiatrowe znajdujące się na terenie zakładu. Energia zostaje wykorzystana do produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy. Na razie wodór jest wykorzystywany do tankowania wózków widłowych i samochodów osobowych używanych w dziale sprzedaży, a docelowo będzie również używany przy produkcji betonu komórkowego [16].

## Potencjał aeroenergetyki w województwie kujawsko-pomorskim

Obliczono potencjał techniczny aeroenergetyki w województwie kujawsko-pomorskim. Założono, że stawiane będą turbiny 140-metrowe, czyli że ich wysokość wraz z łopata wyniesie 215 m. Według nowej ustawy odległościowej [18] turbina musi stać w odległości równej co najmniej 10-krotności wysokości od parków narodowych (czyli 2150 m), 500 m od rezerwatów i 700 m od budynków mieszkalnych. Obszar buforowy dotyczący innych obustrzeń przytoczono na podstawie pracy [11].



**Rysunek 1.6.** Obszar dostępny dla energetyki wiatrowej w województwie kujawsko-pomorskim

*Źródło:* opracowanie własne

Obszar dostępny dla energetyki wiatrowej w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 3784 km<sup>2</sup>. Dostępna ilość energii z wiatru wynosi 12,25 PJ (3,43 TWh) (rysunek 1.6).

## **Energia słoneczna w województwie kujawsko-pomorskim**

Na jednym z przemysłowych zbiorników wodnych w województwie kujawsko-pomorskim powstała pierwsza w naszym kraju komercyjna elektrownia PV o mocy 500 kW, w której panele fotowoltaiczne umieszczono na pływających platformach. Tego rodzaju elektrownie PV są budowane na świecie od kilku lat, jednak instalacja zrealizowana w Polsce jest prawdopodobnie pierwszym na świecie projektem, w którym montaż konstrukcji i paneli został przeprowadzony w czasie, gdy zbiornik był pokryty lodem [19].

Budowa elektrowni PV na zbiornikach wodnych daje możliwość pozyskania dodatkowych powierzchni, na których można produkować energię. Ponadto wytwarzanie energii z instalacji fotowoltaicznych umieszczonych na wodzie oznacza potencjalnie lepsze uzyski energii niż w przypadku tradycyjnych konstrukcji na gruncie ze względu na lepsze chłodzenie paneli. Wspomniana inwestycja została zrealizowana na zbiorniku przemysłowym, który powstał w wyniku działalności kopalni żwiru [19].

W województwie kujawsko-pomorskim mamy blisko 100 tys. prosumentów energii, posiadających głównie instalację fotowoltaiczną. Najpopularniejsze są instalacje umieszczone na dachu lub bezpośrednio na ziemi [20].

## **Potencjał fotowoltaiki w województwie kujawsko-pomorskim**

Obliczono potencjał PV w województwie kujawsko-pomorskim, zakładając, by instalacje fotowoltaiczne „nie zabierały” miejsca. Założono, że panele PV będą stawiane na dachach, na nieużytkach i przy drogach. Obliczono również potencjał agrofotowoltaiki w województwie.

Założono, że fotowoltaiką zostanie pokryte 20% dachów w województwie kujawsko-pomorskim. Obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli PV na poziomie 15%. Obliczenia potencjału wykonano zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Otrzymana roczna ilość energii wynosi 0,486 TWh/rok.

Województwo kujawsko-pomorskie dysponuje znacznym obszarem nieużytków, których powierzchnia wynosi 2,5 tys. ha [13]. Założono, że technicznie jest możliwe, aby 20% powierzchni nieużytków poddać rekultywacji w kierunku „energetycznym” i postawić na nich elektrownie słoneczne. Uwzględniono usłonecznienie i nasłonecznienie poszczególnych obszarów Polski (dane pozyskano z IMGW), a następnie obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli fotowoltaicznych wynoszącej 15%, korzystając z metodyki przedstawionej w pracy [11]. W województwie kujawsko-pomorskim możliwa jest produkcja energii z PV na nieużytkach wynosząca 0,19 TWh/rok.

Łączny kilometr dróg publicznych o twardej nawierzchni w województwie kujawsko-pomorskim wynosi 33 674 km [13]. Przyjęto, że technicznie jest możliwe postawienie paneli fotowoltaicznych o szerokości 10 m na 10% długości dróg. Obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli PV na poziomie 15%, korzystając

z metodyki przedstawionej w pracy [11]. Obliczona ilość możliwej do pozyskania energii elektrycznej to 5,15 TWh/rok. Produkowany prąd elektryczny może być wykorzystywany do zasilania sygnalizacji świetlnej, przydrożnych barów, restauracji itp.

Agrofotowoltaika opiera się na instalacjach fotowoltaicznych, które składają się z przepuszczających światło modułów umieszczonych na konstrukcjach wyższych od tych powszechnie stosowanych na gruntach. Obliczono energię, jaką można uzyskać w województwie kujawsko-pomorskim przy założeniu, że 5% pól uprawnych i 10% łąk i pastwisk będzie wykorzystanych pod agrofotowoltaikę [12]. Uwzględniono usłonecznienie i nasłonecznienie poszczególnych obszarów Polski (dane pozyskano z IMGW), a następnie obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności paneli PV na poziomie 15%, korzystając z metodyki przedstawionej w pracy [11]. W województwie kujawsko-pomorskim agrofotowoltaika na polach uprawnych pozwoliłaby wyprodukować 9,4 TWh energii elektrycznej rocznie.

### **Potencjał ciepła z kolektorów słonecznych w województwie kujawsko-pomorskim**

Założono, że w województwie kujawsko-pomorskim kolektorami słonecznymi zostanie pokryte 20% dachów. Obliczono, ile energii elektrycznej można pozyskać przy sprawności kolektorów fotowoltaicznych 80%, korzystając z metodyki przedstawionej w pracy [11]. Otrzymana roczna ilość energii wynosi 9,29 PJ.

### **Geotermia w województwie kujawsko-pomorskim**

W pobliżu Torunia znajduje się odwiert Toruń-1, który odwiercono w 1979 r. do głębokości 5904 m. Na głębokości 1500 m temperatura wynosi ok. 60°C, na 3500 m – 100°C, a na 5500 m – 140°C [9].

W Toruniu działa ciepłownia geotermalna z mocą ok. 18 MW. Ciepło pochodzące z tego przedsiębiorstwa stanowi ok. 8% ciepła w systemie ciepłowniczym zarządzanym przez PGE Toruń. Efekt ekologiczny Geotermii Toruń Sp. z o.o. liczony szacowanym rocznym spadkiem emisji gazów cieplarnianych wynosi 13,5 tys. ton CO<sub>2</sub>/rok, natomiast produkcja energii cieplnej – ok. 81,5 GWh.

### **Potencjał pomp ciepła w województwie kujawsko-pomorskim**

Założono, że pompy ciepła w województwie kujawsko-pomorskim będą montowane w szkołach, przedszkolach i obiektach noclegowych.

W roku szkolnym 2022/2023 w województwie kujawsko-pomorskim działało 1072 przedszkoli i 1115 placówek szkolnych [21]. Przyjęto, że średnio ogrzewana będzie co czwarta placówka o powierzchni 1500 m<sup>2</sup>, moc grzewcza pompy ciepła wyniesie zaś 70 W/m<sup>2</sup>. Moc całkowita pompy ciepła  $P$  stanowi iloczyn powierzchni i jednostkowej mocy 70 W/m<sup>2</sup>. Zakładając czas pracy 2000 godzin w roku i współczynnik wydajności pompy ciepła COP (*coefficient of performance*) 4,0, można obliczyć roczną ilość wyprodukowanego ciepła zgodnie z metodyką przedstawioną w pracy [11]. Obliczona ilość energii dla pomp ciepła w szkołach wynosi 1,132 PJ/rok.

W 2023 r. w województwie kujawsko-pomorskim działało 1327 turystycznych obiektów noclegowych (hotele, motele, pensjonaty) [22]. Przyjęto, że 30% z nich będzie posiadać pompę ciepła. Powierzchnia pojedynczego obiektu wynosi średnio 1000 m<sup>2</sup>, a moc grzewcza pompy ciepła będzie miała wartość 70 W/m<sup>2</sup>. Zakładając pracę pomp ciepła przez 2000 godzin w roku, obliczono, że roczna produkcja ciepła w turystycznych obiektach noclegowych może wynieść 0,905 PJ/rok.

## Zielony wodór jako nieodzowny element transformacji energetycznej

Warunkiem koniecznym, aby wodór był wykorzystywany powszechnie jako paliwo, jest stosunkowo łatwa, wydajna i przede wszystkim tania metoda jego produkcji. Obecnie wyróżnia się trzy podstawowe rodzaje wodoru.

- wodór szary (pozyskiwany z gazu ziemnego poprzez reforming parowy);
- wodór niebieski (pozyskiwany z gazu ziemnego poprzez reforming parowy, jednak podczas tego procesu CO<sub>2</sub> jest wychwytywany i neutralizowany);
- wodór zielony (wykorzystuje odnawialne źródła energii do zasilenia procesu elektrolizy, podczas którego nie są wydzielane zanieczyszczenia) [23].

Produkcja zielonego wodoru jest jedynym procesem, który nie emituje zanieczyszczeń, przez co stanowi najrozsądniejszą alternatywę dla paliw konwencjonalnych. Najbardziej rozpowszechnione są dwie metody produkcji:

- zgazowanie biomasy;
- elektroliza zasilana energią elektryczną ze źródeł odnawialnych [24].

Ta pierwsza cechuje się nie tyle zerową emisją dwutlenku węgla, ale nawet ujemną. Jest to metoda dosyć obiecująca, lecz bardzo droga, nawet kilkukrotnie droższa od procesu elektrolizy. Wymaga również do produkcji ogromnych ilości biomasy, która stanowi również produkt uboczny, co jest znacznym problemem [25].

W ramach OZE stawia się głównie farmy fotowoltaiczne oraz wiatrowe, zwłaszcza ze względu na czynniki lokalizacyjne i urbanistyczne. Rzadziej mówi się o prądzie pochodzącym z elektrowni wodnych, ponieważ to definiuje powstawanie centrów produkcyjnych wodoru właśnie w sąsiedztwie obiektów hydrologicznych [25].

Biorąc pod uwagę fakt transformacji energetyki wodorowej, transportu oraz przemysłu, ilości produkowanego nowego paliwa będą ogromne. Istnieje zatem konieczność stosowania źródeł bardziej uniwersalnych lokalizacyjnie ze względu na potencjalnie wysokie koszty budowy sieci przesyłowej lub transportu, a co się z tym wiąże również magazynowania.

Wodór znajduje zastosowanie w każdej gałęzi przemysłu energetycznego i produkcyjnego. Może być wykorzystywany jako paliwo w transporcie, zastępując produkty ropopochodne, jak chociażby benzyna. Branża energetyczna stawia na wodór, zarówno jako paliwo, jak i magazyn energii elektrycznej. Jako paliwo może zastąpić np. gaz ziemny wykorzystywany do produkcji ciepła. Jako magazyn energii elektrycznej stanowi przyszłość branży odnawialnych źródeł energii i niweluje ich niestabilność poprzez proces re-elektryfikacji [26].

Przemysł ciężki to jeden z najtrudniejszych obszarów w procesie dekarbonizacji gospodarki. Wobec braku alternatywnych opcji osiągnięcie celów klimatycznych bez wykorzystania zielonego wodoru w niektórych gałęziach przemysłu może się okazać niemożliwe.

Wodór jest używany w przemyśle metalowym, np. w stopowaniu metali, gdzie jest wprowadzany do roztopionych metali w celu poprawy właściwości, takich jak wytrzymałość i odporność na korozję. Jest też wykorzystywany w spawaniu, głównie atomowym. W tym procesie wodór jest rozdzielany na atomy przez łuk elektryczny, a atomy łączą się, tworząc płomień, który topi metale. Szkło płaskie to rodzaj szkła często używanego do okien i drzwi szklanych. Podczas jego produkcji wodór i azot są używane do zapobiegania utlenianiu i powstawaniu wad w trakcie wytwarzania. Wodór jest używany m.in. do przekształcania nienasyconych tłuszczów w nasycone oleje i tłuszcze, w tym uwodornione oleje roślinne, takie jak margaryna [26].

W produkcji elektroniki wodór jest skutecznym środkiem redukującym i trawiącym. Używa się go do tworzenia półprzewodników, diod LED, wyświetlaczy, segmentów fotowoltaicznych i innych urządzeń elektronicznych. Przemysł chemiczny będzie niezmiennie generował istotne zapotrzebowanie na wodór w produkcji amoniaku. Znaczenie metanolu (pozyskiwanego z wodoru) pozostanie istotne w kontekście produkcji formaldehydu na potrzeby przemysłu budowlanego. W przemyśle medycznym wodór jest używany do tworzenia nadtlenu wodoru ( $H_2O_2$ ), powszechnie używanego środka antyseptycznego. W ostatnim czasie wodór był również badany jako terapeutyczny gaz w leczeniu wielu różnych chorób [27].

Potencjalne obszary zastosowania zielonego wodoru w województwie kujawsko-pomorskim i w województwach ościennych przedstawiono w tabeli 1.1

**Tabela 1.1.** Potencjalne obszary zastosowania zielonego wodoru w województwie kujawsko-pomorskim i województwach ościennych

Zastosowanie wodoru	Opis zastosowania	Zapotrzebowanie na wodór	Możliwość produkcji energii elektrycznej z ciepła odpadowego	Możliwość produkcji ciepła / chłodzenia
Rafinacja ropy naftowej	Usuwanie siarki i innych zanieczyszczeń z ropy naftowej, a także uszlachetnianie paliw niskiej jakości w produkty wysokiej jakości	Duże	Tak	Tak
Oczyszczanie szkła	Redukcja tlenków metali i innych zanieczyszczeń w produkcji szkła, a także w celu zapewnienia atmosfery ochronnej do topienia i kształtowania szkła	Średnie	Mała	Na potrzeby własne zakładu

cd. tabeli 1.1

Produkcja półprzewodników	Oczyszczanie krzemu i innych materiałów, a także tworzenie cienkich warstw i wzorów wytrawiania na urządzeniach półprzewodnikowych	Małe	Nie	Nie
Zastosowania lotnicze	Jako paliwo do rakiet i satelitów, a także jako materiał pędny do silników odrzutowych i systemów kontroli położenia geograficznego	Średnie	Tak	Tak
Produkcja nawozów	Produkcja amoniaku, który jest głównym składnikiem nawozów azotowych	Duże	Tak	Tak
Spawanie, wyżarzanie i obróbka cieplna metali	Jako gaz osłonowy, aby zapobiec utlenianiu i poprawić jakość procesów spawania, wyżarzania i obróbki cieplnej metali	Duże	Tak	Tak
Transport	Jako paliwo w pojazdach, takich jak samochody osobowe, autobusy, ciężarówki, pociągi, statki i samoloty, które wykorzystują wodorowe ogniwa paliwowe lub silniki spalinowe	Duże	Nie	Nie
Budynki	Ogrzewanie, chłodzenie i wytwarzanie energii w budynkach poprzez zmieszanie wodoru z gazem ziemnym lub poprzez wykorzystanie go w ogniwach paliwowych lub kotłach	Duże	Nie	Nie
Wytwarzanie energii	Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach lub generatorach rozproszonych wykorzystujących ogniwa paliwowe, silniki lub turbiny	Średnie	Nie	Tak

Źródło: opracowanie na podstawie [27]

## Dyskusja

Należy wreszcie odpowiedzieć na pytanie, czy województwo kujawsko-pomorskie może być w 100% zasilane prądem i ciepłem z OZE? W 2022 r. zużyto w województwie kujawsko-pomorskim 9 TWh energii elektrycznej i 45 PJ ciepła [28], natomiast obliczenia wykonane przez autorów niniejszej pracy pokazują, że potencjał techniczny to 24 TWh energii elektrycznej i 38,5 TJ ciepła. Odpowiedź więc brzmi – tak, województwo może być wręcz eksporterem energii elektrycznej. Nadwyżka energii może zostać wykorzystana do zasilania pomp ciepła, elektromobilności i być eksportowana do województw ościennych.

Należy jednak zwiększyć produkcję ciepła – na szerszą skalę wprowadzić kotły na biomasę, rozwijać rynek pomp ciepła i kolektorów słonecznych, a co najważniejsze – przeprowadzić w województwie kujawsko-pomorskim termomodernizację budynków, co pozwoli 2–3-krotnie obniżyć zużycie ciepła.

Najważniejszą barierą w kontekście produkcji zielonego wodoru pozostaje skuteczna budowa łańcucha gospodarki wodorowej, która wymaga jednoczesnej kosztownej transformacji strony podażowej i popytowej. Po stronie podażowej wymagane jest istotne obniżenie kosztów związanych z produkcją, transportem oraz magazynowaniem. Spadać muszą także koszty urządzeń, pojazdów i infrastruktury wykorzystującej wodór. Analiza uwarunkowań rozwoju gospodarki wodorowej w województwie kujawsko-pomorskim wskazuje na wysoki potencjał w tym obszarze. Fundamentalnym celem strategicznym budowy gospodarki wodorowej powinno więc być tworzenie trwałego popytu na wodór przy zachowaniu ciągłości jego produkcji w regionie.

W perspektywie najbliższych lat konieczne są przeprowadzenie pilotażowych wdrożeń technologii wodorowych w celu budowy kompetencji oraz ocena realnych kosztów i korzyści. Po tym etapie możliwe będzie przeprowadzenie ewaluacji projektów, która pozwoli na opracowanie docelowej strategii wodorowej regionu. Podejście do jej budowy powinno mieć charakter iteracyjny, a pierwotne założenia należy stale weryfikować. Tempo rozwoju technologii sprawia, że konieczne jest ciągłe uzupełnianie wiedzy oraz stałe weryfikowanie kosztów i korzyści.

## Literatura

1. Mozumder M.M. *Pre-migration decision-making support for people affected by climate change*. *Lancet Psychiatry* 2024; 11(9): 680.
2. Igliński B., Flisikowski K., Pietrzak M.B., Kiełkowska U., Skrzatek M., Zyadin A., Natarajan K. *Renewable energy in the Pomerania voivodeship – institutional, economic, environmental and physical aspects in light of EU energy transformation*. *Energies* 2021; 14(24): 8221.
3. International Energy Agency (IEA). *Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf> (dostęp: 23.11.2024).
4. REN21. *Renewables 2024. Global status report. Energy supply*. [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2024\\_Supply.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2024_Supply.pdf) (dostęp: 23.11.2024).
5. Ram M., Bogdanov D., Aghahosseini A., Gulagi A., Oyewo A.S., Odai Mensah T.N., Child M., Caldera U., Sadovskaia K., De Souza Noel Simas Barbosa L., Fasihi M., Khalili S., Traber T., Breyer C. *Global energy transition to 100% renewables by 2050: not fiction, but much needed impetus for developing economies to leapfrog into a sustainable future*. *Energy* 2022; 246: 123419.
6. Igliński B., Pietrzak M.B., Kiełkowska U., Skrzatek M., Gajdos A., Zyadin A., Natarajan K. *How to meet the green deal objectives – is it possible to obtain 100% RES at the regional level in the UE?* *Energies* 2022; 15(6): 2296.

7. IRENA and ILO. *Renewable energy and jobs: Annual Review 2024*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA\\_Renewable\\_energy\\_and\\_jobs\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2024.pdf) (dostęp: 25.11.2024).
8. Zarząd Województwa Kujawsko-Pomorskiego. *Strategia rozwoju województwa kujawsko-pomorskiego do 2030 roku – Strategia Przyspieszenia 2030+*. [https://kujawsko-pomorskie.pl/wp-content/uploads/2020/01/Strategia\\_Przyspieszenia\\_2030plus-814.pdf](https://kujawsko-pomorskie.pl/wp-content/uploads/2020/01/Strategia_Przyspieszenia_2030plus-814.pdf) (dostęp: 25.11.2024).
9. Igliński B., Kujawski W., Buczkowski R., Cichosz M. *Renewable energy in Kujawsko-Pomorskie Voivodeship (Poland)*. *Renewable and Sustainable Energy Review* 2010; 14(4): 1336–1341.
10. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa. [www.gov.pl/web/kowr/rejestr-wytworcow](http://www.gov.pl/web/kowr/rejestr-wytworcow) (dostęp: 2.12.2024).
11. Igliński B. *Badanie sektora energii odnawialnej w Polsce – potencjał techniczny, badania ankietowe, analiza SWOT, analiza PEST*. Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2019.
12. GUS. *Rocznik statystyczny rolnictwa*. Warszawa 2023.
13. GUS. *Rocznik statystyczny województw*. Warszawa 2023.
14. GUS. *Ochrona środowiska*. Warszawa 2023.
15. Brykała D., Podgórski Z., Sarnowski Ł., Lamparski P., Kordowski J. *Wykorzystanie energii wiatru i wody w okresie ostatnich 200 lat na obszarze województwa kujawsko-pomorskiego*. *Prace Komisji Krajobrazu Kulturowego Polskiego Towarzystwa Geograficznego* 2015; 29: 9–22.
16. Igliński B., Kiełkowska U., Pietrzak M.B., Skrzatek M. *Energia odnawialna w województwie kujawsko-pomorskim*. Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2025.
17. Kujawsko-Pomorskie Biuro Planowania Przestrzennego i Regionalnego we Włocławku. *Województwo kujawsko-pomorskie: zasoby i możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii*. <https://biuro-planowania.pl/art/files/49> (dostęp: 5.12.2024).
18. *Ustawa z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw*. Dz.U. 2023, poz. 553.
19. [gramwzielone.pl](http://gramwzielone.pl). *Powstaje pierwsza w Polsce elektrownia fotowoltaiczna na zbiorniku wodnym*. [www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/105054/powstaje-pierwsza-w-polsce-elektrownia-fotowoltaiczna-na-zbiorniku-wodnym](http://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/105054/powstaje-pierwsza-w-polsce-elektrownia-fotowoltaiczna-na-zbiorniku-wodnym) (dostęp: 5.12.2024).
20. Igliński B., Kiełkowska U., Kujawski W., Pietrzak M.B., Skrzatek M. *The assessment of solar photovoltaic in Poland: the photovoltaics potential, perspectives and development*. *Clean Technologies of Environmental Policy* 2023; 25: 281–298.
21. GUS. *Oświata i wychowanie w roku szkolnym 2022/2023*. Warszawa, Gdańsk 2023.
22. GUS. *Turystyka w 2023 r.* Warszawa, Rzeszów 2024.
23. Lagioia G., Spinelli M.P., Amicarelli V. *Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs*. *International Journal of Hydrogen Energy* 2023; 48(4): 1304–1322.
24. Sarker A.K., Azad A.K., Rasul M.G., Doppalapudi A.T. *Prospect of green hydrogen generation from hybrid renewable energy sources: a review*. *Energies* 2023; 16(3): 1556.
25. Brodacki D., Gajowiecki J., Hajduk R., Kacejko P., Kowalski S., Mataczyńska E., Miętkiwicz R., Nowakowski R., Plaskiewicz N., Ruszel M., Sienkiewicz M., Skwierz S., Turowski P.,

- Witkowska A. *Zielony wodór z OZE w Polsce. Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce*. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Wrocław 2021.
26. Menefee A.H., Schwartz B.A. *Comparing green hydrogen and green ammonia as energy carriers in utility-scale transport and subsurface storage*. *Energy and Climate Change* 2024; 5: 100163.
  27. Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego. *Ocena potencjału rozwoju technologii produkcji i wykorzystania zielonego wodoru w gospodarce Pomorza Zachodniego*. [https://h2szczecin.pl/wp-content/uploads/2024/10/Ocena\\_potencjalu.pdf](https://h2szczecin.pl/wp-content/uploads/2024/10/Ocena_potencjalu.pdf) (dostęp: 5.12.2024).
  28. GUS. *Zużycie paliw i nośników energii w 2022 r.* Warszawa, Rzeszów 2023.

## 2. Zjawisko prosumpcji odnawialnych źródeł energii – fenomen fotowoltaiki w Polsce

---

Jarosław Krajewski, Michał Bernard Pietrzak

Politechnika Gdańska, Wydział Zarządzania i Ekonomii

E-mail: jaroslaw.krajewski@pg.edu.pl, michal.pietrzak@pg.edu.pl

### Fenomen zjawiska prosumpcji w gospodarce

Jednym z kluczowych zjawisk społeczno-ekonomicznych zachodzących w ramach transformacji energetycznej jest zjawisko prosumpcji. Aktualnie obserwuje się systematyczny rozwój tego zjawiska we wszystkich gospodarkach światowych [1–3]. Niewątpliwy wpływ na powstanie zjawiska prosumpcji miały procesy globalizacyjne, takie jak swobodna wymiana informacji na skalę światową [4, 5]. Prosument to słowo, które po raz pierwszy zostało użyte w 1980 r. przez amerykańskiego futurologa Alvina Tofflera. Konsoliduje ono „konsumentów” i „producentów”, ponieważ każdy podmiot rynkowy w praktyce w części produkuje oraz w części konsumuje. Oznacza to, że pojęcie prosumenta stanowi połączenie w jednym podmiocie dwóch, przeciwstawnych względem siebie aktywności.

Prosumentów można sklasyfikować np. na podstawie kryterium zaangażowania w proces współpracy. Wyróżnia się wówczas następujące ich typy [6]:

- aktywny użytkownik – wnosi niewielki wkład poprzez sieci społecznościowe, których jest członkiem, dzieli się np. opiniami;
- zaangażowany użytkownik – kreuje dla przedsiębiorstwa pomysły, które są przez firmę oferowane wyłącznie współtworzącemu prosumentowi;
- innowacyjny użytkownik – tworzy innowacje dla innych prosumentów lub przedsiębiorstwa, które wykorzystuje wyłącznie na własne potrzeby;
- partner przedsiębiorstwa – współtworzy z przedsiębiorstwem innowacje oferowane dalej wszystkim nabywcom;
- współtwórca rynku – buduje rynek *everyone-to-everyone*;
- twórca rynku – samodzielnie kreuje branżę przy współudziale innych prosumentów.

O praktycznych przykładach prosumpcji można mówić w przypadku firmy Nike, która daje możliwość projektowania indywidualnego obuwia. Podobnym zachowaniem na rynku charakteryzuje się także firma Tylko, produkująca meble. Historycznie w zakresie prosumpcji rola klienta polegała na zaangażowaniu się w proces oceny, rozwoju i udoskonalania produktu. Taki właśnie aktywny konsument ewoluował do roli prosumenta [7]. Początkowo konsumenci nie byli wyposażeni w odpowiednie narzędzia techniczne i technologiczne. Dynamiczny rozwój spowodował jednak, że obecnie śmiało mogą brać udział w niejednym procesie produkcji, choć oczywiście na mniejszą skalę niż profesjonalni wytwórcy dóbr i usług. Oznacza to, że współcześnie wyraźne rozgraniczenie roli producenta i konsumenta ustępuje miejsca przenikaniu się tych ról [8].

Biorąc pod uwagę powyższe spostrzeżenia, śmiało można stwierdzić, że prosumpcja nie jest zjawiskiem nowym. Produkcja i związana z nią konsumpcja dóbr i usług przez ich wytwórcę była przecież charakterystyczna dla bardzo wczesnego etapu rozwoju ludzkiej cywilizacji. Współcześnie przybiera nowe formy, których pojawienie się było możliwe dzięki rozwojowi nowych technik i technologii [9].

## Zjawisko prosumpcji OZE

W wielu krajach wytwarzanie energii elektrycznej przez jej odbiorców na zasadach prosumpcji jest dość rozpowszechnione [10]. O prosumpcji można mówić szerzej jako mikrogeneracji. Celem mikrogeneracji nie jest przynoszenie dochodu, lecz dywersyfikacja źródeł pozyskiwania energii elektrycznej i obniżenie jej kosztu. Zainteresowane nią mogą być nie tylko gospodarstwa domowe, ale także przedsiębiorstwa, gospodarstwa rolne oraz grupy tych podmiotów. Prosumpcją zainteresowane są kraje na każdym poziomie rozwoju. Jednym umożliwia ona bowiem uniezależnienie się od paliw kopalnych i obniżenie cen [11], innym zaś, mniej rozwiniętym, daje szansę na dostęp do energii elektrycznej w ogóle.

W krajach rozwiniętych po raz pierwszy szerokie zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii (OZE) i mikrogeneracją pojawiło się wraz z wybuchem kryzysu naftowego w latach 70. XX wieku, który skutkowałam stagflacją, czyli wieloletnim spowolnieniem gospodarczym i gwałtownie rosnącymi cenami dóbr oraz usług. Dostrzeżono wówczas, jak istotnym elementem życia, nie tylko gospodarczego, jest energia elektryczna. Wtedy zaczęto poszukiwać źródeł energii, których koszty eksploatacji udałoby się uniezależnić od ryzyka politycznego i wzrostu cen surowców energetycznych, tak by sytuacja kryzysu naftowego się już nie powtarzała. Źródła odnawialne stały się jedną z szans na dokonanie tej transformacji, choć początkowo szczególnie duże nadzieje wiązano z rozwojem energetyki atomowej.

W ostatnich latach w całej Europie znacząco wzrósł udział OZE zarówno wśród budowanych, jak i uruchamianych mocy wytwórczych. Wiąże się to nie tylko z realizacją strategii Unii Europejskiej, ale także wynika z potrzeb użytkowników energii dotyczących m.in. ochrony środowiska. Wysokimi wskaźnikami pod tym względem charakteryzują się także, poza Europą, USA, Japonia, Chiny i Indie.

Biorąc pod uwagę techniczne aspekty zjawiska prosumpcji, obecnie dostępnych jest wiele technologii, które pozwalają na generowanie prądu w gospodarstwie domowym lub przedsiębiorstwach. Najbardziej praktyczny wydaje się podział w zależności do rodzaju technologii, w ramach którego wyróżnia się technologie:

- niskowęglowe – bojler na biomasę, pompy ciepła;
- oparte na odnawialnych źródłach energii – panele PV, kolektory słoneczne i mikro-turbiny wiatrowe;
- kogeneracyjne, wytwarzające energię elektryczną skojarzoną z ciepłem – mikroCHP, silnik Stirlinga oraz ogniwa paliwowe.

Prosumentem w obszarze OZE można być nie tylko w zakresie fotowoltaiki. Oprócz systemów fotowoltaicznych prosumenci mogą wykorzystywać:

- małe elektrownie wiatrowe;
- układy mikrokogeneracyjne;
- mikrobiogazownie;
- kotły na biomasę;
- pompy ciepła;
- kolektory słoneczne.

Zakres kooperacji pomiędzy prosumentami stanowi podstawę do wyróżniania:

- prosumpcji indywidualnej – cechującej się całkowitym brakiem kooperacji i pełną niezależnością prosumenta od innych uczestników rynku, jego samodzielnością;
- intraprosumpcji – będącej prosumpcją kolektywną, zachodzącą wyłącznie w obrębie grupy prosumentów (przykładowo tworzenie oprogramowania i/lub wiedzy *open source*);
- interprosumpcji – zachodzącej pomiędzy grupą prosumentów a producentem i odbywającej się najczęściej za pośrednictwem portali społecznościowych w celu opracowania nowych lub ulepszenia istniejących produktów.

Blisko 40% światowej energii elektrycznej pochodzi obecnie ze źródeł odnawialnych i siłowni nuklearnych, co stanowi historyczny rekord. Energia słoneczna jest najszybciej rosnącym źródłem elektryczności. Według raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency, IEA) [12] w 2025 r. OZE staną się największym źródłem energii elektrycznej na świecie. Na szczególną uwagę zasługują Chiny, skąd pochodzi połowa nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej z OZE. Największe znaczenie odgrywają fotowoltaika i elektrownie wiatrowe. Przewiduje się, że ich globalna moc ma wzrosnąć odpowiednio 2- i 3-krotnie do roku 2027. W najbliższych latach na znaczeniu zyska także biopaliwo. IEA prognozuje wzrost jego popytu nawet na 22%. Zapotrzebowanie będą napędzać przede wszystkim USA, Kanada, Brazylia, Indie oraz Indonezja. Każde z tych pięciu państw prowadzi w tym zakresie kompleksową politykę zachęcającą do rozwoju sektora biopaliw.

## Fenomen prosumpcji fotowoltaiki w Polsce

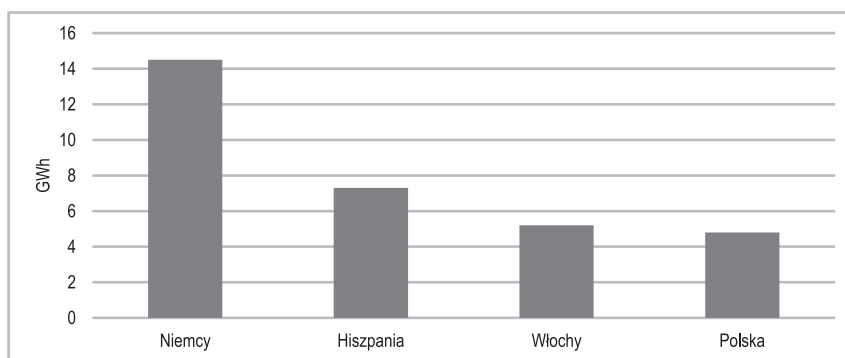
Rynek prosumpcji energii elektrycznej z fotowoltaiki w Polsce tworzy rozproszona sieć gospodarstw domowych produkujących prąd na własny użytek, a ewentualne nadwyżki sprzedająca do sieci. Stan taki jest wynikiem istniejących systemów wsparcia inwestycji prosumenckich kreowanych przez państwo [13]. Fotowoltaika w Polsce jest głównym napędem wzrostu rynku OZE [14]. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki [15] skumulowana moc zainstalowana w PV na koniec roku 2022 przekroczyła 12,4 GW, co w porównaniu z rokiem 2021 (7,7 GW) oznaczało rekordowy przyrost ponad 4,7 GW nowych mocy, osiągając tempo wzrostu rynku na poziomie 61%. Udział instalacji prosumenckich w tym wyniku to 9,3 GW z 1,2 mln instalacji. Na koniec pierwszego kwartału 2023 r. ogólna moc zainstalowana PV przekraczała 13 GW, w tym udział prosumentów wyniósł aż 74%. Warto w tym miejscu nadmienić, że cele stawiane w ramach

transformacji energetycznej to 5–7 GW w 2030 r. i 10–16 GW w 2040 r. Oznacza to, że rynek prosumpcji w Polsce rozwija się dynamicznie i zgodnie z tendencjami światowymi.

W 2022 r. wystąpiły niekorzystne dla prosumentów zjawiska, takie jak dopłaty do paliw kopalnych, zamrożenie cen energii, inflacja i spadek dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych czy zmniejszenie liczby rozpoczynanych inwestycji budowlanych. Mimo to oraz dodatkowo mimo wdrożenia nowego dla rynku systemu rozliczeń net-billing (wg wartości energii pobieranej i oddawanej do sieci) w 2022 r. zainteresowanie własną mikroinstalacją PV nie spadło. W pierwszym kwartale 2022 r. rynek fotowoltaiki był wręcz napędzany przez prosumentów. Zanotowano wówczas rekordową w skali świata liczbę niemal 1700 instalacji dziennie. Warto zaznaczyć, że wzrost ten ma miejsce przy równie rekordowej liczbie odmów warunków przyłączenia opiewających na 30,4 GW (wobec 5,3 GW wydanych warunków).

Międzynarodowa Agencja Energetyczna przewiduje, że globalne roczne tempo wzrostu mocy w fotowoltaice w latach 2022–2027 wyniesie 10,7% (wzrost z 1,1 do 2,3 TW). Prognoza Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) dla Polski zakłada natomiast, że moc 26,8 GW w fotowoltaice zostanie osiągnięta na koniec 2025 r. W okresie od 2022 do 2025 r. przyrost mocy sięgnie 14,4 GW, tempo wzrostu mocy PV wyniesie ponad 21% i będzie ono 2-krotnie wyższe od prognoz globalnych. W perspektywie roku 2025 polski rynek pozostanie jednym z największych i najbardziej dynamicznych.

Polska w 2023 r. była czwartym fotowoltaicznym rynkiem w Europie, po Hiszpanii i Niemczech (rysunek 2.1). W ciągu pierwszych czterech miesięcy 2024 r. przybyło ok. 60 tys. nowych prosumentów z instalacjami na ponad 700 MW.



**Rysunek 2.1.** Moc zainstalowana w roku 2023

*Źródło:* opracowanie własne

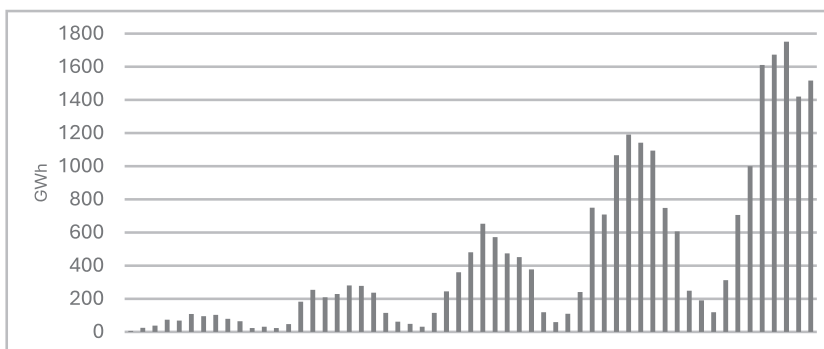
Rekordową produkcję energii z fotowoltaiki odnotowano w lipcu 2023 r., kiedy udało się wygenerować aż 1,94 TWh energii elektrycznej z mocy zainstalowanych w sektorze fotowoltaicznym. W 2023 r. wystąpił również dzienny rekord produkcji energii – w dniu 9 lipca z instalacji fotowoltaicznych wygenerowano aż 85 GWh energii elektrycznej. Wszystkie OZE wygenerowały natomiast 3,35 TWh energii elektrycznej, co stanowi 28,7% całości energii dostępnej w systemie. Ponadto warto zauważyć, że w godzinach

między 10.00 a 14.00 udział fotowoltaiki w produkcji energii wahał się w okolicach 50%, osiągając w maksymalnym punkcie 52,46%.

Należy jednak podkreślić, że wszystkie te pozytywne aspekty nadprodukcji energii w ramach zjawiska prosumpcji stają się problematycznie w obliczu słabej jakości sieci elektroenergetycznych w Polsce. Rekordowa nadprodukcja energii może być przyczyną braku możliwości oddawania nadwyżek energii do niej, a w skrajnym przypadku może doprowadzić nawet do awarii sieci na dużą skalę. Pewnym rozwiązaniem wydają się tutaj magazyny energii. Idąc natomiast dalej tym tokiem rozumowania, zielony wodór może się okazać alternatywą dla oddawania energii do sieci lub magazynowania jej w tradycyjny sposób. Kwestia ta jest niezwykle ważna, ponieważ zainstalowana moc fotowoltaiki rośnie od lat w bardzo dużym tempie – od nieco ponad 100 MW na koniec 2015 r. do prawie 4000 MW na koniec 2020 r. To oznacza wzrost o ponad 3700% w ciągu 5 lat. A w roku 2021 nastąpił kolejny wzrost do blisko 6000 MW. Zdecydowanie największy udział w tym spektakularnym wzroście mają mikroinstalacje prosumenckie (o mocy nieprzekraczającej 50 kW). Fotowoltaika w Polsce to prawdziwy fenomen w zakresie tempa przyrostu nowych mikroinstalacji, a więc głównie prosumenckich. Od stycznia do sierpnia 2023 r. elektrownie fotowoltaiczne w Polsce wyprodukowały ponad 10,3 TWh. Jest to więcej niż całoroczna produkcja z fotowoltaiki w naszym kraju odnotowana w 2022 r. W sierpniu 2023 r. moc elektryczna zainstalowana w fotowoltaice wyniosła łącznie 14 994,2 MW, a moc elektryczna osiągalna to z kolei 14 859,4 MW.

## Analiza empiryczna

Badanie przedstawione w niniejszej pracy opiera się na informacjach zebranych z biuletynu „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej” wydawanego przez Agencję Rynku Energii. Wykorzystane dane miesięczne dotyczą okresu od stycznia 2019 r. do września 2023 r. i zawierają 57 obserwacji [16]. Za zmienną objaśnianą  $Y$  przyjęto produkcję energii elektrycznej z fotowoltaiki w GWh, w której znaczna część pochodzi z prosumpcji. Na rysunku 2.2 zilustrowano kształtowanie się jej w czasie. Obliczenia wykonano, korzystając z oprogramowania Gretl (wersja 2023c z dnia 5.12.2023 r.).



**Rysunek 2.2.** Miesięczna produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki w Polsce w latach 2019–2023

*Źródło:* opracowanie własne

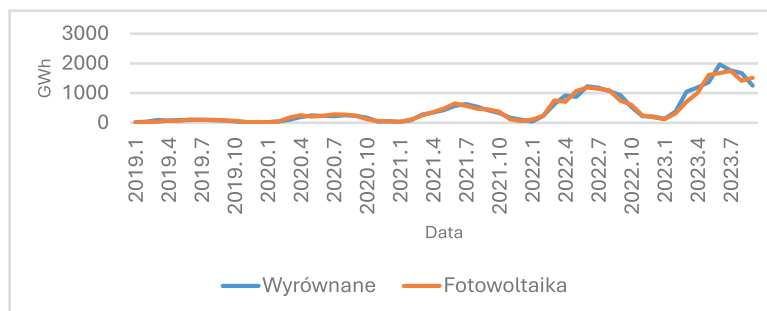
Wstępna analiza rysunku 2.2 wskazuje na występowanie wzrostowej tendencji rozwojowej produkcji energii elektrycznej w Polsce z instalacji fotowoltaicznych oraz zjawiska sezonowości. Tendencja rozwojowa jest wzrostowa i uzasadnić ją można etapem rozwoju branży, który wciąż jest na swoim początku, ale również wspomnianym już fenomenem prosumpcji w Polsce. Analiza tempa przyrostu produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki z roku na rok cechuje się poziomami od 124% do 479%, co potwierdza przypuszczenia o charakterystykach występujących w analizowanym szeregu czasowym. Produkcja energii elektrycznej ze słońca jest powiązana ewidentnie ze zjawiskami przyrodniczymi, pogodowymi, co uzasadnia występowanie sezonowości. Ustalona sezonowość nie jest adytywna, ale multiplikatywna – charakteryzuje się coraz wyższymi wartościami odchyleń w kolejnych latach obserwacji.

W związku z tym w pierwszej kolejności zweryfikowano występowanie trendu produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki. Rozważono model trendu wykładniczego w postaci:

$$Y_t = e^{\alpha_0 + \alpha_1 t + \varepsilon_t} \quad (1)$$

Trend wykładniczy okazał się istotny, dlatego też dane zostały z niego oczyszczone i poddane dalszej analizie. Następnie uwzględniono w modelu sezonowość oraz autoregresję pierwszego rzędu, co doprowadziło do ostatecznej wersji modelu ekonometrycznego, która została wykorzystana do modelowania produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki w Polsce:

$$\frac{Y_t}{e^{\alpha_0 + \alpha_1 t}} = \eta_t = d_1 m_1 + d_2 m_2 + d_3 m_3 + d_4 m_4 + d_5 m_5 + d_6 m_6 + d_7 m_7 + d_8 m_8 + d_9 m_9 + d_{10} m_{10} + d_{11} m_{11} + d_{12} m_{12} + (1 - q_1 B)^{-1} e_t \quad (2)$$



**Rysunek 2.3.** Empiryczne i wyrównane wartości produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki w Polsce

*Źródło:* opracowanie własne

Oszacowane parametry modelu ekonometrycznego, określonego wzorem (2), pozwoliły na wyznaczenie wartości teoretycznych zmiennej objaśnianej  $Y$ . Wartości teoretyczne w odniesieniu do wartości empirycznych przedstawiono na rysunku 2.3. Podobieństwo wartości teoretycznych z modelem i wartości empirycznych świadczy o wysokim dopasowaniu modelu do danych empirycznych i możliwości wykorzystania zaproponowanej specyfikacji modelu ekonometrycznego do modelowania w czasie poziomu produkcji

energii elektrycznej z fotowoltaiki w Polsce. Analiza rysunku 2.3 pozwala na identyfikację okresów nadprodukcji energii elektrycznej w miesiącach letnich oraz okresów niedoboru produkcji w miesiącach zimowych, co potwierdza założoną sezonowość.

## Podsumowanie

Wzrost prosumpcji w gospodarkach światowych stanowi fenomen wśród zjawisk społeczno-ekonomicznych. Systematyczny rozwój tego zjawiska wynika przede wszystkim z faktu powstawania kolejnych instalacji typu prosumenckiego na rzadko spotykaną skalę. Co prawda przewiduje się zmiany instytucjonalne oraz przyspieszenie tempa powstawania farm fotowoltaicznych, w związku z czym ciężar rozwoju tej gałęzi energetycznej zapewne zostanie bardziej zrównoważony. Nie zmienia to jednak faktu, że dotychczasowy rozwój fotowoltaiki w Polsce można uznać za zjawisko wyjątkowe, a wręcz fenomenalne. Tempo wzrostu produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki mierzone indeksem dynamiki nieustannie pozostaje na poziomach wyraźnie przekraczających 100% w ujęciu rok do roku.

W niniejszej pracy zaproponowano wykorzystanie do opisu zmienności produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki w Polsce trendowo-sezonowo-autoregresyjny model ekonometryczny. Oszacowanie parametrów przyjętej specyfikacji modelu pozwoliło na wyznaczenie wartości teoretycznych oraz dało możliwość wyszczególnienia okresów czasu o szczególnie dużej i szczególnie małej produkcji energii elektrycznej z analizowanego źródła odnawialnego. Wbrew pozorom problematyczne okazują się miesiące, w których występuje nadwyżka produkcji. Głównym problemem jest tutaj słabej jakości sieć przesyłowa funkcjonująca w Polsce. Aktualnie większość energii, która jest nadprodukowana, jest oddawana wprost do sieci. Jeżeli taka nadprodukcja z fotowoltaiki spotka się z wysokim stanem energii elektrycznej w sieci, może dojść do awarii na dużą skalę, a to doprowadzić wręcz do zaciemnienia obszarów wielkości podregionów (NUTS3) czy województw (NUTS2). Należy zatem poszukać rozwiązań w zakresie magazynowania energii elektrycznej w okresach nadprodukcji. Pierwszą propozycję mogą stanowić konwencjonalne magazyny energii, drugą natomiast przetwarzanie powstałych nadwyżek na zielony wodór. Należy podkreślić, że zielony wodór może zostać wykorzystany do produkcji energii elektrycznej, co czyni z niego potencjalne źródło energii odnawialnej. Zarówno jedno, jak i drugie rozwiązanie skutkuje możliwością wykorzystania energii zmagazynowanej w okresach jej mniejszej produkcji. Z kolei przewagą zielonego wodoru wydaje się możliwość transportu tego pierwiastka. Jednak obecnie produkcja zielonego wodoru wiąże się z wysokimi kosztami i może opóźnić jej zastosowanie.

## Literatura

1. Anoh K., Maharjan S., Ikpehai A., Zhang Y., Adebisi B. *Energy peer-to-peer trading in virtual microgrids in smart grids: a game-theoretic approach*. IEEE Transactions on Smart Grid 2020; 11(2): 1264–1275.

2. Hahnel U.J.J., Herberz M., Pena-Bello A., Parra D., Brosch T. *Becoming prosumer: revealing trading preferences and decision-making strategies in peer-to-peer energy communities*. *Energy Policy* 2020; 137(11): 111098.
3. Parag Y., Sovacool B.K. *Electricity market design for the prosumer era*. *Nature Energy* 2016; 1(6): 16032.
4. Paudel A., Chaudhari K. Long C., Gooi H.B. *Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: a game-theoretic model*. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2019; 66(8): 6087–6097.
5. Zafar R., Mahmood A., Razzaq S., Ali W., Naeem U., Shehzad K. *Prosumer based energy management and sharing in smart grid*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018; 82(1): 1675–1684.
6. Baruk A.I. *Prosumenci jako aktywny uczestnik działań marketingowych*. *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego. Ekonomika i Organizacja Gospodarki Żywnościowej* 2017; 117: 123–136.
7. Nowacki F. *Prosumenci – przyszłość współpracy konsumentów z przedsiębiorstwami*. *Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach* 2016; 255: 136–144.
8. Ziemia E., Eisenhardt M. *Aktywności prosumenckie z wykorzystaniem technologii informacyjno-komunikacyjnych w świetle badań bezpośrednich*. [W:] Nowicki A., Jelonek D. (red.) *Wiedza i technologie informacyjne w kreowaniu przemian*. Sekcja Wydawnictw Wydziału Zarządzania Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2014, 101–113.
9. Rzewuska A., Wolski Ł. *Współtworzenie produktów i usług przez współczesnego odbiorcę*. *Transformacje* 2020; 104–105(1–2): 245–262.
10. Seroka A. *Znaczenie odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie energetycznym*. *Zeszyty Studenckie Wydziału Ekonomicznego „Nasze Studia”* 2021; 11: 73–80.
11. Seroka A. *Odnawialne źródła energii jako element zarządzania bezpieczeństwem energetycznym państwa*. *Zeszyty Naukowe Politechniki Częstochowskiej. Zarządzanie* 2022; 46: 88–100.
12. International Energy Agency. *Electricity 2024*. <https://www.iea.org/reports/electricity-2024> (dostęp: 31.01.2024).
13. Burchard-Dziubińska M. *Prosumenci na rynku energii w Polsce – próba oceny w świetle teorii kosztów transakcyjnych*. *Gospodarka w Praktyce i Teorii* 2015; 41(4): 5–19.
14. Borys G. *System wsparcia energetyki prosumenckiej w Polsce*. *Studia Ekonomiczne* 2014; 198(1): 35–43.
15. Urząd Regulacji Energetyki. *Raport dotyczący energii elektrycznej wytworzonej z OZE w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej (art. 6a ustawy o odnawialnych źródłach energii)*. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-wytwarzanie-ener-1/8833,Raport-dotyczacy-energii-elektrycznej-wytworzonej-z-OZE-w-mikroinstalacji-i-wpro.html> (dostęp: 31.01.2024).
16. Agencja Rynku Energii. <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej> (dostęp: 31.01.2023).

### 3. Uwarunkowania prawne, administracyjne oraz społeczne inwestycji biogazowych i biometanowych w transformacji energetycznej RP

---

Paweł Machalski<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej z siedzibą w Toruniu

<sup>2</sup> Państwowa Akademia Nauk Stosowanych im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie, Zakład Bezpieczeństwa Wewnętrznego

E-mail: pawel.machalski@freo.org.pl

#### Wprowadzenie

Na początku warto przypomnieć, że biogazownia to instalacja służąca do celowej produkcji biogazu z substancji organicznych (substratów pochodzenia rolniczego bądź komunalnego), a następnie wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej lub pochodnych biogazu (np. biometan / bio-LNG / bio-CNG). Może też stanowić narzędzie pierwszego etapu wytwarzania wodoru. Biogazownie dzieli się na rolnicze, gdzie substratami są rośliny energetyczne, odpady pochodzenia rolniczego i pomiot zwierząt hodowlanych, oraz komunalne, bazujące zgodnie z nazwą na odpadach komunalnych, odpadach z przemysłu spożywczego, osadach ściekowych, odpadach zielonych czy resztkach żywności (więcej o substratach w [1]). Biogazownie rolnicze umieszczone są na obszarach wiejskich jako odrębne przedsiębiorstwa bądź jako integralne części przedsiębiorstw rolnych. Biogazownie komunalne lokalizowane są najczęściej przy oczyszczalniach ścieków, na obrzeżach miast. Notabene każda biogazownia sama w sobie jest swego rodzaju „oczyszczalnią”, ma bowiem silne oddziaływanie ekologiczne i środowiskowe, stanowiąc pożądany element tzw. gospodarki o obiegu zamkniętym (więcej o technologiach biogazowych w [2, 3]).

Wykorzystywanie biomasy, zaliczanej do odnawialnych źródeł energii (OZE), stanowi ważny element zrównoważonego rozwoju państwa. Równoległe pełni istotną rolę w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego, zarówno w kontekście ogólnopolskim, jak i – tym bardziej – lokalnym. Uwarunkowania geopolityczne, agresja Rosji na niepodległą Ukrainę, potencjał energetyczny polskiej wsi, rozwój technologii czy niedawne ułatwienia prawno-administracyjne dały nowy impuls do rozwoju branży biogazowej w Polsce. Wciąż jednak brakuje przekonania społeczności lokalnych, ulegających stereotypom czy wręcz swoistym mitom dotyczącym biogazowi. Czy „biogazowy diabeł” jest tak straszny jak go malują? Czy atutów jest więcej niż realnych uciążliwości? Celem niniejszej pracy jest wykazanie uwarunkowań prawnych, administracyjnych oraz społecznych, tj. zróżnicowanych czynników wpływających na inwestycje biogazowe i biometanowe. Część z nich to atuty, jednak wiele z nich niestety wciąż musimy ujmować w kategoriach uciążliwości.

Zastosowano badawczą metodę analizy treści literatury przedmiotu oraz metodę formalno-prawną – analizę aktów prawnych. Istotne znaczenie ma doświadczenie

praktyczne autora, aktywnego nie tylko w przestrzeni akademickiej, ale również w obszarach organizacyjno-biznesowych szeroko pojętej energetyki odnawialnej. Warto już na wstępie zadać pytania: Jakie są uwarunkowania prawne, administracyjne oraz społeczne inwestycji w biogazownie i biometanownie? Za pomocą jakich mechanizmów trzeba reagować na pojawiające się wyzwania? Jakie są najbardziej skuteczne narzędzia zapewniania bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym?

## **Biogazownie i biometanownie – alternatywa czy konieczność?**

Dnia 24 lutego 2022 r. Federacja Rosyjska w wyniku dyktatu prezydenta Władimira Putina zaatakowała suwerenną Ukrainę. Wojna u naszego wschodniego sąsiada wywołała światowy kryzys energetyczny. Gwałtownie wzrosły ceny gazu, ropy (a w następstwie benzyny) oraz prądu, co spotęgowało inflację. Dnia 26 kwietnia 2022 r. Rosja wstrzymała (de facto zakończyła) dostawy gazu do Polski. Nasze państwo było na to przygotowane, a gazowe magazyny w większości wypełnione. Szczęśliwie zbiegło się to z finalizacją budowy gazociągu Baltic Pipe (z Norwegii przez Danię) oraz rozbudową gazoportu w Świnoujściu. Realizowana jest także inwestycja pływającego terminalu dla gazu LNG na Zatoce Gdańskiej. Planowany termin jej zakończenia to koniec 2027 r. Warto też wspomnieć o rozbudowywanych interkonektorach, czyli transgranicznych połączeniach gazowych między Polską a Litwą czy Polską a Słowacją. Polityka dywersyfikacji jest skutecznie realizowana, jednak powinna ona jak najszybciej zostać uzupełniona o potencjał energetyczny polskiej wsi.

Obecnie polskie statystyki biogazowe nie są powodem do optymizmu. W 2010 r. Ministerstwo Gospodarki [4] prognozowało budowę ok. 2 tys. instalacji do 2020 r. Rynek i rzeczywistość zweryfikowały te ambitne plany, niestety negatywnie. Realia wzięły górę nad optymizmem. Potencjał produkcyjny polskiego rolnictwa należy do jednych z największych w Europie. Nie przekłada się to jednak na oczekiwany rozwój biogazowni i biometanowni. Jak wylicza ekspertka Magazynu Biomasa, Anna Lenartowska: *z 442 instalacji funkcjonujących w tej chwili w kraju największą liczbę stanowią tzw. biogazownie komunalne zlokalizowane na składowiskach odpadów i przy oczyszczalniach ścieków. Tego rodzaju zakładów jest 195. Z roku na rok rośnie także liczba biogazowni rolniczych, których w rejestrze KOWR na koniec sierpnia 2024 r. zapisanych było 174. Na mapie Polski pojawia się też coraz więcej mikrobiogazowni. Dziś działają 73 instalacje tego rodzaju* [5]. Dla porównania należy dodać, że w Niemczech z powodzeniem działa ponad 10 tys. instalacji, we Włoszech ponad 1,5 tys., natomiast we Francji, Austrii, Czechach i Danii po kilkaset [6].

Przyczyny tej sytuacji są zróżnicowane, ale najpoważniejszej blokady rozwoju biogazu i biometanu w Polsce należy upatrywać w braku akceptacji społecznej dla tego typu inwestycji, owianych szeregiem mitów czy stereotypów. Propaganda antybiogazowa prowadzi do dezinformacji i manipulacji. Przeciwdziałanie jej to jedno z największych wyzwań polskiego rządu, samorządów, mediów oraz branżowych organizacji pozarządowych. Wśród dysfunkcji należy też wymienić brak dostatecznego wsparcia finansowego, motywacji i odwagi do obalania wspomnianych stereotypów. Warto odnotować, że w Polsce od 2025 r. funkcjonuje tylko jedna pełnoskalowa biometanownia przy Cukrowni Strzelin na Dolnym Śląsku (stan na maj 2026 r.). Wcześniej powstała niewielka (o mocy 0,499 MWe), pilotażowa biometanownia na terenie Rolniczego Gospodarstwa Doświadczalnego

w Brodach, należącego do Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu [7]. W Europie jest ich ponad 1000. Biometan ma parametry zbliżone do gazu ziemnego, dlatego przyspieszenie jego wytwarzania w Polsce jest pilnym wyzwaniem w kontekście zapewniania bezpieczeństwa energetycznego państwa także bazującego na własnych źródłach.

Zarysowaną potrzebę potwierdzają statystyki. Potencjał produkcji biogazu w Polsce wynosi 13–15 mld m<sup>3</sup> rocznie – w porównaniu z innymi państwami europejskimi to bardzo dobry wynik. Mamy także potencjał do rocznej produkcji nawet 8 mld m<sup>3</sup> biometanu, czyli produktu powstającego z biogazu i w 97% składającego się z metanu – identycznego surowca jak gaz ziemny znajdujący się w sieci gazociągowej. Dla porównania do 26 kwietnia 2022 r. Polska sprowadzała z Rosji 9–10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Gdybyśmy posiadali możliwość produkcji takiego wolumenu z OZE, to moglibyśmy niemal w całości zastąpić dostawę kopalnego surowca z Federacji Rosyjskiej. To jednak nie łąda wyzwaniem, gdyż w celu wyprodukowania 1 mld m<sup>3</sup> biometanu należałoby wybudować instalacje biometanowe o łącznej mocy ok. 500 MW – w praktyce 250 biometanowni o mocy 2 MW. Jest to zadanie niezwykle trudne i długookresowe. Realnym celem na najbliższą dekadę powinno być przynajmniej 50 biometanowni. Rozważania statystyczne warto podsumować wyliczeniami, według których w ostatnich latach roczne zużycie gazu w Polsce wynosiło ok. 20 mld m<sup>3</sup>, z czego 4 mld pozyskiwaliśmy z własnych złóż, a resztę z importu [8]. W tym kontekście warto też stwierdzić, że Polska jest szczególnie zobowiązana do wzmożonej produkcji biogazu i biometanu za sprawą potencjału polskiego rolnictwa [9].

Na podstawie przywołanych statystyk należy stwierdzić, że Polska zmaga się ze sporym deficytem gazu, biorąc pod uwagę realne zapotrzebowanie vs. własne wydobycie. Duże znaczenie mają tu oczywiście gazociąg Baltic Pipe czy gazoport w Świnoujściu – szczególnie ważne w kontekście importu. Skoro wykazany został istotny potencjał źródeł własnych, to należy je z pełną determinacją rozwijać. W Polsce istotnym graczem na rynku gazu jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo będące częścią Grupy Orlen. Oczywiście podmiot ten może, a nawet powinien podejmować inwestycje także we współpracy z podmiotami prywatnymi. Liderem produkcji energii elektrycznej z biogazu w Polsce jest Polska Grupa Biogazowa będąca od 2023 r. częścią globalnej firmy TotalEnergies – największego producenta biometanu we Francji i lidera w dziedzinie wytwarzania biogazu na rynku europejskim [10]. Inwestycje w biometanownie mogą i powinny być opłacalne, szczególnie w dzisiejszej perspektywie konieczności dywersyfikacji źródeł paliw gazowych. Póki co brakuje jednak dostatecznego wsparcia finansowego zarówno na poziomie krajowym, jak i samorządowym, zwłaszcza w kontekście dużych instalacji – powyżej 2 MW. Pożądane byłyby też bardziej przystępne i dynamiczne procedury administracyjne. Obecnie na uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę pojedynczej instalacji wielkości 2 MW należy przewidzieć co najmniej okres 2 lat, a sama realizacja takiej inwestycji dla wprawionej firmy to co najmniej kolejne 12 miesięcy. Obszary przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO), wynikające z unijnej dyrektywy RED III, zdają się nieco wychodzić na przeciw zarysowanym potrzebom i wyzwaniom inwestycyjnym [11]. Nie brakuje jednak branżowych komentarzy, że sama procedura tworzenia OPRO na poziomie samorządu województwa będzie przewlekła.

Biogazownie, przy pewnych dysfunkcjach, mają zdecydowanie więcej atutów. Warto odnotować za Justyną Chodkowską-Miszczuk, że: *Z uwagi na fakt, że produkcja biogazu jest powiązana z działalnością rolniczą, powstawanie i funkcjonowanie biogazowni rolniczych nie tylko stanowi o transformacji sektora energetycznego i dywersyfikacji źródeł energii, ale także stwarza szansę wielofunkcyjnego rozwoju rolnictwa i obszarów wiejskich oraz wzrostu bezpieczeństwa energetycznego wsi* [12, s. 81]. W tym miejscu można już odpowiedzieć na jedno z pytań zawartych we wstępie: jakie są najbardziej skuteczne narzędzia zapewniania bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym? Z pewnością należy do nich zaliczyć biogazownie – rolnicze i komunalne – oraz ich wyższą, jeszcze bardziej pożądaną formę, tj. biometanownie. Oczywiście, korzystając z okazji, trzeba uwzględnić tu jeszcze farmy fotowoltaiczne (energetykę słoneczną) oraz wiatraki, których rozwój na polskim łądzie w 2016 r. został w praktyce zatrzymany. Od 2023 r. jest on co prawda stopniowo wyzwalany, jednak w tempie zdecydowanie wolniejszym niż to, które najlepiej służyłoby zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego zarówno państwa, jak i społeczności lokalnych. Jak zauważa Marcin Rabe: *Newralgicznym elementem rozwoju energetyki, najczęściej na obszarach wiejskich, jest jak największe wykorzystanie lokalnie osiągalnych surowców energetycznych. Zależy to od dostępnych endemicznie różnych rodzajów surowców, takich jak energia słoneczna, energia wiatrowa, energia wodna, energia geotermalna, biomasa, biogaz (pochodzący głównie z przemysłu rolno-spożywczego oraz bezpośrednio z rolnictwa), ale równocześnie odpady komunalne możliwe do wykorzystania na cele energetyczne. Fundamentem należytego gospodarowania zasobami energetycznymi na terenach wiejskich jest stosowana identyfikacja posiadanych zasobów oraz dobór instrumentów do ich wykorzystania* [13, s. 9].

Jednym słowem, narzędzia zapewniania lokalnego bezpieczeństwa energetycznego są zróżnicowane i zależą od uwarunkowań geograficznych, przyrodniczych, rolniczych czy szerzej – gospodarczych danego obszaru.

## Uwarunkowania prawne

Podstawą wszelkich działań inwestycyjnych jest legislacja. Nie można dokonywać czynności budowlanych, zarówno w przestrzeni publicznej, jak i w prywatnej, bez podstaw prawnych i cierpliwości do często niestety przewlekłych procedur administracyjnych oraz środowiskowych. Istotną i pożądaną cechą dobrej legislacji powinna być jej stabilność. Postulat ten dotyczy zarówno uregulowań unijnych – w tym licznych dyrektyw, rozporządzeń czy dokumentów strategicznych – jak i polskich. Działania legislacyjne powinny mieć na celu: *wspieranie rozwoju OZE i zwiększenie udziału energii wyprodukowanej z tych źródeł w całkowitym bilansie produkcji energii i tym samym przyczynić się do poprawy stanu środowiska, w skutek redukcji emisji szkodliwych gazów do atmosfery oraz poprawienia efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego* [14, s. 151].

W tym kontekście należy odnotować, że ostatnia dekada przyniosła wielokrotne zmiany przepisów prawa, które z jednej strony nieco ułatwiły proces inwestycyjny, z drugiej jednak mogą wydawać się skomplikowane dla wszystkich stron zainteresowanych wytwarzaniem biogazu rolniczego. W niełatwej sytuacji są inwestorzy, których praktyczne postulaty zostały uwzględnione przez ustawodawcę w niedostatecznym stopniu. Problem

ten jest potęgowany przez fakt, że regulacje są nie tylko nie w pełni satysfakcjonujące, ale i niestabilne. W trudnej sytuacji znajdują się też samorządy. Z jednej strony inwestorzy oczekują od nich aprobaty dla inwestycji i wsparcia, podczas gdy z drugiej lokalne społeczności tracą zaufanie do władz samorządowych, bo często zupełnie niesłusznie podejrzewają je o to, że stoją po stronie inwestora. Niełatwa jest też rola pracowników organów samorządowych, którzy skazani są na niemal permanentne analizowanie zmian przepisów regulujących inwestycje w biogazowni i biometanowni [6].

Kwestie związane z biogazem i biometanem zostały uregulowane w dwóch podstawowych aktach prawnych związanych z szeroko pojętą energetyką i transformacją energetyczną. Fundamentalnym aktem prawnym jest w tym zakresie Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Określa ona zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw oraz energii, w tym ciepła, a także działalności przedsiębiorstw energetycznych, jak również określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią [15].

W tym kontekście chodzi o tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (które również wiąże się ze stałymi dostawami gazu, choćby w postaci biometanu), oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii [15, art. 1].

Kolejnym aktem prawnym bezpośrednio związanym z transformacją energetyczną jest Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii [16]. Określa ona zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego, biogazu, biometanu – w instalacjach odnawialnego źródła energii, a także mechanizmy i instrumenty wspierające to wytwarzanie. Regule też: zasady wydawania gwarancji pochodzenia dla wytwarzanych w instalacjach OZE: energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu oraz biogazu rolniczego; zasady realizacji krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych; warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom instalacji odnawialnego źródła energii oraz akredytowania organizatorów szkoleń, jak również zasady współpracy międzynarodowej w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz wspólnych projektów inwestycyjnych [16]. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii zawiera definicje legalne m.in. biogazu, biogazu rolniczego, biometanu czy biomasy. Reguluje też rolę Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR) jako rejestratora wytwórców biogazu rolniczego, a także uprawnienia kontrolne KOWR dotyczące wykonywania działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego [16, art. 23–33].

Ustawodawca w ustawie o OZE dokonał też szczegółowej enumeracji obowiązków wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego. Ponadto uregulował mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach OZE, wskazując m.in., że: *Wytwórca biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej*

do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW może sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej [16, art. 83l]. Procedura ta opiera się na następującym mechanizmie: W celu sprzedaży biometanu zgodnie z art. 83l ust. 1 wytwórca biometanu, o którym mowa w tym przepisie, składa Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu [16, art. 83l]. Ustalanie ceny referencyjnej biometanu w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego, należy do kompetencji ministra właściwego do spraw klimatu, który czyni to w drodze rozporządzenia [16, art. 83o].

Ustawa o odnawialnych źródłach energii reguluje też uprawnienia kontrolne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie dokumentacji i funkcjonowania instalacji OZE, a także kwestie bilansowania handlowego i ustalania cen dotyczących aukcji zakupu energii [16]. Przepisów ustawy nie stosuje się do biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużywanych w transporcie w rozumieniu Ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych [17]. Do przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci stosuje się z kolei przepisy wspomnianej już Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne [15, 18].

Warto odnotować, że na mocy ustawy o odnawialnych źródłach energii: *Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji, świadczą usługę przesyłania lub dystrybucji biometanu spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci danego operatora* [16, art. 118]. Ten istotny z punktu widzenia inwestycji biometanowych zapis prawny umożliwi wdrażanie biometanu spełniającego parametry zbliżone do gazu ziemnego do polskich sieci gazowych. Analizowana ustawa zawiera też regulację gwarancji pochodzenia m.in. biogazu, biogazu rolniczego, biometanu i wodoru, wytworzonych w instalacjach OZE [16, art. 120].

Kluczowa w kontekście problematyki tego opracowania okazuje się Ustawa z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu [19]. Zgodnie z przywołanym aktem prawnym podmiotami uprawnionymi do skorzystania z przepisów są m.in.: osoby fizyczne lub prawne, które prowadzą gospodarstwo rolne, podmioty wykonujące działalność gospodarczą obejmującą wytwarzanie prądu, ciepła, biogazu rolniczego lub biometanu z biogazu rolniczego, grupy producentów rolnych, producenci win i spółdzielnie energetyczne.

Powstające na podstawie nowych przepisów biogazownie rolnicze muszą być zlokalizowane na nieruchomości podmiotu uprawnionego prowadzącego gospodarstwo rolne lub działalność związaną z przetwórstwem rolno-spożywczym. W biogazowni trzeba również wykorzystywać część substratów powstających w takich gospodarstwach. Powstające na podstawie tych przepisów biogazownie rolnicze mają jednak pewne ograniczenia, jeśli chodzi o moc czy wolumen produkowanego biogazu.

Przepisy powyższej ustawy, choć nie są w pełni satysfakcjonujące, to wprowadzają szereg ułatwień dla inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, w tym m.in.:

- przyspieszenie procesu budowy biogazowni rolniczej;
- ułatwienia w wydaniu warunków przyłączenia biogazowni rolniczej do sieci;
- zwolnienia z obowiązku zmiany przeznaczenia gruntów oraz ich wyłączenia dla biogazowni rolniczych lokalizowanych w gospodarstwach rolnych na powierzchni nie większej niż 1 ha;
- dopuszczenie lokalizacji biogazowni rolniczych na gruntach należących do zakładu przetwórstwa rolno-spożywczego, jeśli ustalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego przewidują możliwość lokalizacji zabudowy związanej z rolnictwem lub produkcją, lub usługami, lub magazynowaniem, a powierzchnia gruntów pod biogazownię rolniczą nie jest większa niż 1 ha;
- szczególny tryb lokalizacji biogazowni powyżej 1 MW – uchwała lokalizacyjna rady gminy;
- zwolnienie określonych, bezpiecznych rodzajów biomasy spod restrykcyjnych przepisów odpadowych;
- łatwiejsze zagospodarowanie produktu pofermentacyjnego jako nawozu [20].

Warto zaznaczyć, że powyższa enumeracja nie wyczerpuje całego katalogu ustaw związanych z inwestycjami w instalacje biogazowe i biometanowe. Należałoby ją poszerzyć, już bez szerszego omawiania, o akty prawne, takie jak:

- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska [21], zawierająca przepisy o ocenach oddziaływania na środowisko;
- Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody [22], niezbędna przy lokalizacji inwestycji na obszarach chronionych;
- Ustawa z 20 lipca 2017 r. Prawo wodne [23], regulująca pozwolenia wodnoprawne (np. odprowadzanie ścieków lub pobór wody);
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze [24], istotna m.in. przy gospodarczej eksploatacji gazu oraz magazynowaniu biometanu;
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane [25], określająca procedury uzyskania pozwolenia na budowę i zgłoszenia (zwolnienie z pozwolenia) dla obiektów o mocy do 50 kW (tzw. mikrobiogazownie);
- Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym [26], wymagająca zgodności inwestycji z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub uzyskania decyzji o warunkach zabudowy;
- Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach [27], m.in. klasyfikująca produkty fermentacji i określająca wymagania dla nawozów pofermentacyjnych. Dzięki nowelizacji z 2023 r. wybrane rodzaje biomasy (np. obornik, gnojowica) zostały zwolnione z części restrykcyjnych przepisów odpadowych.

Reasumując prawną część niniejszego opracowania, warto zauważyć trwające od dekady przyspieszenie legislacyjne w zakresie OZE, w tym biogazu i biometanu. Swoistą cechurą w tej materii jest uchwalenie Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii [16]. Pociągnęła ona za sobą kolejne akty wykonawcze (rozporządzenia)

oraz ustawy. Warto też zauważyć wielość uregulowanych prawnie obszarów, mniej lub bardziej związanych z inwestycjami w biogaz i biometan. W tym kontekście nasuwa się dylemat oczekiwań względem ustawodawcy, który porusza się po bardzo kruchym moście pomiędzy stabilnością a rozwojem. Optimum w zakresie inwestowania w biogaz i biometan wydaje się znalezienie złotego środka między stabilizacją i przewidywalnością legislacji a koniecznością reagowania ustawodawcy na pojawiające się problemy i wyzwania tak dynamicznego obszaru, jakim jest transformacja energetyczna. Chciałoby się dodać – jeśli zmieniać, to tylko na korzyść przyspieszenia i rozwoju inwestycji, które są w Polsce bardzo potrzebne [28]. Aktualnie (wiosna 2026 r.) wciąż czekamy na konkretne uregulowania dotyczące biometanu, które znacznie przyspieszyłyby rozwój tego sektora. Odrębna ustawa o rozwoju rynku biometanu jest niezbędna. Nie można tego typu rozwiązań usilnie wpisywać do aktu prawnego dotyczącego lądowej energetyki wiatrowej i wystawiać przez to regulacji pożądaných dla rynku biometanu na ryzyko kolejnego weta Prezydenta RP.

## Uwarunkowania administracyjne

Każda inwestycja budowlana czy infrastrukturalna ingerująca w przestrzeń wymaga spełnienia szeregu formalności. Inwestor musi się uzbroić w cierpliwość. W przypadku inwestycji biogazowych i biometanowych tej cierpliwości potrzeba wyjątkowo dużo. Aktywność inwestycyjna w tym obszarze wymaga spełnienia wielu wymogów administracyjnych: począwszy od planistycznych (miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego / warunki zabudowy), poprzez środowiskowe (decyzja środowiskowa i pozwolenia emisyjne), po budowlane (pozwolenie na budowę) czy sieciowe (warunki przyłączeń). Dla małych instalacji rolniczych (mikrobiogazowni do 50 kW) przewidziano uproszczenia (budowa na zgłoszenie). Na mocy wspomnianej już Ustawy z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu [19] wprowadzono istotne ułatwienia dla biogazowni rolniczych, m.in. szybkie procedury warunków zabudowy, brak konieczności zmiany klasyfikacji gruntów do 1 ha oraz możliwość lokalizacji na terenach zakładów przetwórczych bez zmiany planu. Dla biometanowni kluczowa jest natomiast nowelizacja prawa energetycznego z 2022 r., która formalnie umożliwiła podłączenie biometanu do sieci, co już zostało w tym opracowaniu odnotowane.

Wszystkie wymienione postępowania administracyjne wymagają ścisłej współpracy z urzędami administracji publicznej, zarówno rządowej, jak i samorządowej, z zakresu architektury i budownictwa (starostwa powiatowe / urzędy miast na prawach powiatu), ochrony środowiska (RDOŚ, WIOŚ), Wód Polskich, energetyki (URE), rolnictwa (KOWR) czy zagospodarowania przestrzennego (urzędy gmin). Wymagają też kompletu profesjonalnej dokumentacji. Jak słusznie zauważyli Grzegorz Piechota i Bartłomiej Igliński: *Polska ma rozbudowane struktury administracyjne i urzędnicze. Każdy, kto chce w cokolwiek inwestować w Polsce, musi wykazać się dużą odpornością psychiczną, a także znajomością wielu przepisów. Przepisy są często zmieniane, co jeszcze bardziej utrudnia inwestowanie w Polsce* [29].

Innym obszarem są procedury formalne ubiegania się o dofinansowanie inwestycji. Dostępne są liczne programy finansowe (dotacje i pożyczki) – krajowe (NFOŚiGW / WFOŚiGW) i unijne (KPO / FEnIKS i inne), które mogą znacząco obniżyć koszty inwestycji. Wystarczy wymienić chociażby programy wsparcia na budowę i modernizację biogazowni komunalnych, takie jak „Rozwój kogeneracji w oparciu o biogaz komunalny” (NFOŚiGW) czy „Wysokosprawna kogeneracja z biogazu wytwarzanego z biomasy, w tym z odpadów komunalnych” (Fundusz Modernizacyjny). Program „Energia dla wsi” (NFOŚiGW) również oferuje wsparcie, które w odróżnieniu od wymienionych programów jest dedykowane biogazowniom rolniczym.

Podstawową uciążliwością zarysowanych postępowania jest ich przewlekłość. Nie może być tak, że realizacja inwestycji biogazowej trwa 2 czy 3 lata i to w lokalizacji akceptowalnej społecznie (co przy tego typu instalacjach jest niestety rzadkością). Pewnym antidotum zaproponowanym przez Unię Europejską w dyrektywie RED III mogą się okazać wspomniane już wcześniej obszary przyspieszonego rozwoju OZE.

Nie ma wątpliwości, że rozwój odnawialnych źródeł energii powinien przyspieszyć w całej Unii Europejskiej i co do tego zgadzają się wszystkie państwa członkowskie. Kolejne działania legislacyjne Unii Europejskiej (m.in. dyrektywy RED II i RED III) mają na celu uniezależnienie się od importu surowców energetycznych, zwłaszcza po inwazji Rosji na Ukrainę, jak również redukcję emisji gazów cieplarnianych i zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska. Najnowszym narzędziem Unii Europejskiej służącym rozwojowi OZE w państwach członkowskich są wspomniane obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z przywołaną już dyrektywą RED III obszary te mają zostać wyznaczone najpóźniej do lutego 2026 r. Mają się one charakteryzować tym, że procedury wydawania zezwoleń na budowę instalacji OZE, w tym biogazowi i biometanowni, mają trwać nie więcej niż 12 miesięcy. Obecnie uzyskanie zezwoleń na budowę instalacji OZE w Polsce trwa nawet kilka lat. Przyspieszenie procedur w zakresie inwestycji OZE wydaje się szczególnie istotne dla Polski, która stoi przed wyzwaniem pilnej transformacji energetycznej połączonej z elektryfikacją całej gospodarki. Autorzy raportu wydanego przez Instytut Reform w 2024 r. oceniają, że wdrożenie niezbędnych zmian może się jednak nie udać ze względu na ich złożoność: założenia dyrektywy należy efektywnie dostosować do specyficznych wyzwań polskiego systemu wydawania zezwoleń [30]. Nie należy chyba być aż tak sceptycznym. Pewne przyspieszenie procedur zapewne nastąpi, choć być może nie spełni ono oczekiwań najbardziej optymistycznych prognoz.

Innym wyzwaniem natury administracyjnej jest uzyskiwanie pozwoleń na przyłączenie biogazowi do sieci. Niestety nadal ok. 70% wniosków o przyłączenie biogazowni do systemu elektroenergetycznego jest odrzucanych. W związku z tym już na etapie wstępnym inwestorzy powinni dokonać rozeznania, czy w ogóle istnieją możliwości przyłączenia do sieci. Jak zauważa Kamil Kozłowski, właściciel firmy Biogas Technology: *Co prawda PSE ogłosiło projekt planu modernizacji sieci elektroenergetycznej celem dostosowania się do unijnej polityki energetycznej 2050, jednak zagłębiając się w niego, można dostrzec, że nie uwzględniono w nim np. mocy przyłączeniowych OZE niezbędnych do produkcji zielonego wodoru z elektrolizy wody, co jest warunkiem koniecznym do funkcjonowania naszego sektora chemicznego po 2030 r.* [31, s. 25].

Podsumowując część dotyczącą zagadnień administracyjno-proceduralnych, należy stwierdzić, że każde przedsięwzięcie biogazowe warto poprzedzić starannym planowaniem oraz analizą dostępnych form wsparcia tak, aby cały proces jak najszybciej przyniósł oczekiwane efekty.

## Uwarunkowania społeczne

Uwarunkowania społeczne stanowią największe wyzwanie i jednocześnie barierę dynamicznego rozwoju biogazowi i biometnowni w Polsce. Jako kluczowe wymienia je także Justyna Chodkowska-Miszczuk: *Efektywne funkcjonowanie przedsiębiorstwa biogazowego wymaga dostępu do odpowiedniej ilości surowców niezbędnych do produkcji biogazu rolniczego, miejsca lokalizacji inwestycji, akceptacji lokalnej społeczności warunkującej obecność w lokalnym środowisku i gospodarce* [12, s. 96]. Jednocześnie autorka ta uwarunkowania społeczno-kulturowe zalicza do szerszej grupy uwarunkowań endogennych (wewnętrznych), obok struktury agrarnej, struktury produkcji rolniczej, struktury przetwórstwa rolno-spożywczego czy zagospodarowania infrastrukturalnego. Korzystając z okazji, dla pełnego obrazu, warto dodać, że czynniki egzogenne (zewnętrzne) obejmują regulacje prawno-administracyjne, wsparcie finansowe na etapie inwestycyjnym i na etapie działania biogazowi oraz wsparcie technologiczne [12]. Enumeracja ta wydaje się wyczerpująca. Wiele z tych elementów jest również przedmiotem niniejszego opracowania.

Społeczności lokalne są niestety szczególnie podatne na stereotypy czy wręcz mity społeczne związane z rzekomymi negatywnymi konsekwencjami zrealizowanej inwestycji biogazowej, na czele z ich uciążliwościami zapachowymi. Nieprzeceniona jest tu rola mediów, systemu szkolnictwa wszystkich szczebli, organizacji branżowych, takich jak np. Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej. Ich wysiłek edukacyjny wydaje się póki co oddziaływać ewolucyjnie, będąc co najwyżej przysłowiową kroplą drażącą skałę.

Mimo optymistycznych, przywołanych już prognoz dotyczących potencjału biogazu i biometanu w Polsce zapał technologów i inwestorów wciąż jest studzony przez szereg stereotypów. Społeczności lokalne nie walczą już z wiatrakami. Natomiast wciąż niełatwo jest przekonać niektóre środowiska, że biogazownia nie taka straszna, jak ją malują. Najwyższy czas, aby rozpocząć publiczną dyskusję i rozwiązać mity czy co najwyżej półprawdy dotyczące funkcjonowania biogazowni.

### Mit pierwszy: Biogazownia śmierdzi

W praktyce jest wprost przeciwnie. Dobrze skonstruowana i zarządzana nowoczesna biogazownia nie dość, że nie śmierdzi, to jeszcze ogranicza odór poprzez zaawansowaną obróbkę pofermentu. Biogazownie rolnicze do swoich procesów wykorzystują m.in. gnojowicę i inne odchody zwierzęce. Dzięki temu charakterystyczny dla wielu gmin zapach mógłby być znacząco zniwelowany. Jak zauważa Dominika Góra: *Kilka nieodpowiedzialnych inwestycji nadal kładzie się cieniem na wizerunku biogazowni, będąc przyczyną protestów. Hermetyzacja daje jednak mierzalne efekty* [32, s. 30].

### **Mit drugi: Transport substratu jest uciążliwy dla mieszkańców**

Wszystko zależy od przemyślanej logistyki, stosowanych zabezpieczeń, plandek itp. Profesjonalnie przygotowany i odpowiednio zabezpieczony transport (a także zsynchronizowanie cykli czyszczenia stajni z odbiorem obornika) nie powoduje odoru i nie powinien być on w ogóle zauważany przez okolicznych mieszkańców.

### **Mit trzeci: Magazynowanie substratów wiąże się z odorem**

Tutaj jest analogicznie jak z transportem. Substraty powinny być wykorzystywane na bieżąco, a ewentualne magazynowanie ograniczone do minimum i zabezpieczone. Ponadto standardy środowiskowe wymagają np. biofiltracji powietrza z hali, gdzie magazynowany jest substrat.

### **Mit czwarty: Nieprzewidywalne awarie zagrażają mieszkańcom**

W Polsce wciąż zdarzają się protesty przeciwko biogazowniom rolniczym. Większość instalacji jednak udowadnia, że sektor biogazowy niesłusznie cieszy się złą sławą. Możliwość awarii dotyczy każdego sprzętu czy instalacji używanej przez człowieka, niezależnie od branży. Biogazownie najnowszej generacji poprzez zastosowane technologie ograniczyły ryzyko awarii do minimum. Ponadto są sukcesywnie serwisowane, konserwowane, a w razie potrzeby też modernizowane.

Wiele z tych mitów faktycznie mogło się częściowo pojawić przy uruchamianiu pierwszych biogazowni opartych na starej technologii. Postęp ostatnich ponad dwóch dekad XXI wieku dotyczył jednak również tego obszaru. Biogazownie najnowszej generacji ograniczyły potencjalne niedogodności do społecznie akceptowanego minimum. Jednocześnie przynoszą one dla środowiska, lokalnej gospodarki i społeczności szereg korzyści, do których należą:

- zapewnianie niezależności energetycznej, cieplnej i gazowej lokalnej społeczności;
- mniejsze zanieczyszczenie powietrza, poprzez zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> i innych gazów cieplarnianych;
- stabilizująca, bilansująca i magazynowa rola biogazowi / biometanowni w systemie elektroenergetycznym;
- możliwość uniknięcia bądź ograniczenia potencjalnych opłat za emisję CO<sub>2</sub>, które już wkrótce mogą być nakładane na rolników na mocy dyrektyw Unii Europejskiej;
- energia i ciepło dla mieszkańców – niższe rachunki;
- wytwarzanie pofermentu, czyli nawozu pochodzenia naturalnego, wykorzystywanego potem przez miejscowych rolników w celu poprawy żyzności gleby, a także innych produktów z pofermentu (np. opakowań z włókien celulozowych, ciekłych nawozów azotowych itp.);
- generowanie nowych miejsc pracy;
- wpływy z podatków na rzecz gminy.

Biogazownie / biometanownie są również motorem napędowym dla lokalnych przedsiębiorców, a także elementem układu hybrydowego w zestawieniu z instalacją fotowoltaiczną i wiatrakami – tam, gdzie jest taka wola lokalnej społeczności. Paradoksalnie

to biogazownia znacznie redukuje nieprzyjemne zapachy związane z chowem zwierząt gospodarczych (np. poprzez usuwanie siarkowodoru i związków azotu).

Jak widać, korzyści jest więcej niż potencjalnych uciążliwości. Nieprzekonanych należy przekonywać siłą merytorycznych argumentów. Biogazownie pobudzają lokalny rozwój gospodarczy, wzmagają aktywizację gospodarczą jednostek samorządu terytorialnego i sprzyjają miejscowej przedsiębiorczości. Instalacje biogazowe zarówno komunalne, jak i rolnicze umożliwiają tworzenie nowych miejsc pracy, zapewniając tym samym zwiększenie lokalnych i regionalnych przychodów. Ma to istotny wpływ na tworzenie produktu lokalnego brutto. Emilia Obrycka zauważa, że naturalną konsekwencją inwestycji w biogaz jest też zmiana struktury lokalnego biznesu dzięki wprowadzeniu nowego profilu działalności. *Ponadto poprzez budowę biogazowni rolniczych tworzona jest nowa gałąź działalności gospodarczej w warunkach lokalnych* [33, s. 174]. Warto także odnotować, że część dochodów z podatków CIT inwestorów biogazowych i biometanowych pozostaje na poziomie lokalnym. Społeczność może odczuwać też wiele innych pozytywnych aspektów wynikających ze współpracy z inwestorami biogazowymi, którzy często czynnie uczestniczą w lokalnych przedsięwzięciach, finansując gminne dobra użyteczności publicznej, np. domy kultury, ochotnicze straże pożarne, drużyny sportowe, a także partycypując w remontach dróg, którymi dowożą substraty [33].

Przyjazne prawodawstwo, większe dotacje finansowe, edukacja społeczeństwa i rozwój krajowych producentów instalacji mogą się przyczynić do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych i większej niezależności energetycznej Polski, a przy tym naszego narodowego bezpieczeństwa energetycznego [29]. Biogazownie stanowią z pewnością narzędzia zapewniania bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym. Przez jednych są określane jako lokalne oczyszczalnie i w tym kontekście akcentuje się ich atuty utylizacyjne i środowiskowe (niewielka lub zerowa emisja zanieczyszczeń). Inni z kolei zwracają uwagę na ich stabilizującą rolę w systemie elektroenergetycznym. Lokalne źródła energii stanowią elementy energetyki rozproszonej. Jednostki wytwórcze zlokalizowane blisko odbiorców pozwalają na zwiększenie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie strat przesyłowych. Z powyższych argumentów wyłania się też istotny czynnik ekonomiczno-społeczny. Jak słusznie zauważają Bartłomiej Igliński i Roman Buczkowski: *Rozwój OZE sprzyja zdecentralizowanemu społeczeństwu, zasilanego siecią mniejszych i bezpiecznych elektrowni i wzmocnieniu społeczności lokalnych. Dziś pieniądze na zakup paliw i prądu wypływają ze wsi szerokim strumieniem, zubożając ją. Rozwój OZE sprawia, że to mieszkańcy wsi będą beneficjentami – to oni będą dostarczać odpady do biogazowni, a niektórzy znajdą pracę w nowych zakładach. Własna produkcja energii poprawi też jakość infrastruktury i życia na wsi* [34, s. 56].

W tym kontekście rysuje się szczególna rola, ale i odpowiedzialność społeczności lokalnych. Biogazownie i biometanownie mogą uzupełniać inwestycje wiatrakowe oraz farmy fotowoltaiczne, tworząc instalacje hybrydowe. Tak jak nigdy wcześniej potrzebne jest nowe spojrzenie na potencjał energetyczny polskiej wsi. Potrzeba także odwagi i merytorycznych argumentów w walce z licznymi obawami i stereotypami społecznymi dotyczącymi tego obszaru energetyki odnawialnej. Szczególnie kompetentne, ale i odpowiedzialne za bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym wydają się media, uczelnie

techniczne i stowarzyszenia branżowe. Instalacje biogazowe i biometanowe powinny być postrzegane nie tylko jako źródła energii elektrycznej i ciepłej (a także paliw i nawozów), ale również jako oczyszczalnie w kontekście ekologicznym – środowiskowym. Stanowią one przecież miejsce przetwarzania w procesie kogeneracji szkodliwych odpadów pochodzenia rolniczego (a nawet komunalnego i przemysłowego) [35].

W tym wymagającym obszarze – obok niekwestionowanej roli mediów – niezbędne wydają się kampanie społeczne i aktywność organizacji pozarządowych. Można w tym kontekście wymienić też organizację konferencji branżowych i naukowych. Liczyć się jednak trzeba z ograniczonym zasięgiem oddziaływania tego typu inicjatyw, obejmującym głównie konkretne gremia, które o energetyce odnawialnej wiedzą już bardzo wiele. Najskuteczniejsze wydają się zatem działania medialne podejmowane na szerszą skalę [28]. Warto przywołać chociażby aktywność Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej, które zrealizowało programy dotyczące OZE, w tym biogazu, przy współpracy z telewizją regionalną w Bydgoszczy [36]. Antidotum na społeczne bariery rozwoju OZE, w tym biogazu, wydają się edukacja, budowanie świadomości społecznej, dostarczanie informacji i kształtowanie nowych umiejętności [13].

Ciekawe i trafne tezy w kontekście społecznych uwarunkowań stawia wspomniana już Justyna Chodkowska-Miszczuk w książce pt. *Przedsiębiorstwa biogazowe w rozwoju lokalnym w świetle koncepcji zakorzenienia*. Tytułowe *zakorzenienie przedsiębiorstw biogazowych rozpatrywane z perspektywy lokalnych społeczności obejmuje powiązania kreowane przez przedsiębiorstwa biogazowe, a także stopień poznania oraz percepcję i ocenę biogazowni przez mieszkańców obszarów, na których działają biogazownie, w tym kluczowych uczestników życia społeczno-gospodarczego* [12, s. 146]. Autorka skrupulatnie definiuje *nadrzędną rolę sieci powiązań z podmiotami lokalnymi, szerzej – lokalnym społeczeństwem – zarówno w budowaniu konkurencyjności przedsiębiorstwa, miejsca jego lokalizacji, jak i powodzenia procesu transformacji na poziomie lokalnym* [12, s. 8]. Trafnie zauważa, że *biogazownie rolnicze to najbardziej niezależne od czynników przyrodniczych elektrownie wykorzystujące OZE, a ich funkcjonowanie jest osadzone w określonych kontekstach: politycznym, gospodarczym i społeczno-kulturowym oraz przestrzennym* [12, s. 15]. Podmiotem bezpośrednim tego zakorzenienia, z którym inwestor powinien podejmować dialog, jest oczywiście społeczność lokalna. Warto jednak w tym kontekście wymienić także podmioty pośrednie, reprezentujące społeczność lokalną na różnych obszarach, tj. lokalne władze samorządowe i instytucje publiczne, lokalne media czy podmioty z sektora rolnego i spożywczego, w tym okolicznych rolników. Z kolei organizacje pozarządowe (fundacje i stowarzyszenia) mogą reprezentować interesy zarówno społeczności lokalnej (zrzeszenia mieszkańców w różnych obszarach), jak i inwestorów (organizacje branżowe). Optymalną sytuacją jest ta, w której te interesy są w jak największym stopniu obustronne, tj. mają wiele wspólnych mianowników.

Kluczowym czynnikiem społeczno-przestrzennym związanym z inwestycjami biogazowymi, będącym często przysłowiową kością niezgody, pozostaje lokalizacja. Działanie przedsiębiorców biogazowych w izolacji jest skazane na niepowodzenie. Współpraca ze społecznością lokalną i samorządem przybliży szanse powodzenia, choć jej nie gwarantuje. Jak trafnie zauważa Justyna Chodkowska-Miszczuk: *Współpraca ze społecznościami*

*lokalnymi wsparta tłem instytucjonalnym jest jednym z kluczowych czynników legitymizacji działalności gospodarczej na danym obszarze* [12, s. 157]. Podstawą inwestycyjnego sukcesu wydają się zatem konsultacje inwestora ze społecznością lokalną i jej przedstawicielami (władzami samorządowymi, lokalnymi mediami, zrzeszeniami itp.). De facto powodzenie lokalizacyjne w dużo większym stopniu zależy od lokalnych władarzy i mieszkańców uczestniczących w konsultacjach społecznych niż od woli inwestora. Warto przypomnieć, że kwestie związane z przeznaczeniem danego terenu pod inwestycję biogazową bądź biometanownie rozstrzygają decyzje administracyjne z wykorzystaniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Podobnie decyzje środowiskowe warunkujące lokalizację są w gestii lokalnego samorządu. W demokratycznym i transparentnym państwie prawa decyzje administracyjne nie mogą być podejmowane bez udziału mieszkańców, dlatego obligatoryjnym etapem procesu inwestycyjnego są konsultacje społeczne. Powinny je cechować zarówno rzetelność, jak i racjonalność podejmowanych zobowiązań, np. w zakresie sprzedaży produktów [12].

W kontekście lokalizacyjnym coraz istotniejszego znaczenia nabiera typ instalacji. Można to ująć w postaci następującej prostej typologii:

- biogazownia jako źródło korzyści ekonomiczno-energetycznych dla mieszkańców (udział w zyskach przedsiębiorstwa, energia / ciepło / nawóz dla mieszkańców);
- biogazownia jako „ciało obce” (np. biometanownie, produkcja bio-LNG / energia elektryczna i/lub ciepła nie trafiają do mieszkańców).

Jednym słowem, stopień akceptowalności biogazowni zależy od liczby benefitów dla społeczności lokalnej. Im więcej korzyści inwestor jest w stanie zaoferować mieszkańcom, tym większą ma szansę na ich aprobatę i powodzenie przedsięwzięcia. Dodatkowe korzyści oferowane przez inwestora, np. udział w realizacji projektów i usług lokalnych (remontach dróg, wspieraniu ochotniczych straży pożarnych, lokalnej kultury, drużyny sportowej, organizacji festynów / dożynek, edukowaniu w zakresie OZE), a także oferowanie miejsc pracy / staży / praktyk zwykle stanowią istotne karty przetargowe podczas konsultacji. Warto też wskazywać dobre przykłady z sąsiednich gmin / powiatów. Ma to szczególne oddziaływanie przekonujące w myśl zasady: „skoro u nich się udało i mają korzyści, to czemu nie u nas”. Niestety zupełnie inaczej jest w przypadku projektów, które wzmacniają co prawda bezpieczeństwo energetyczne państwa, ale przynoszą niewiele bezpośrednich korzyści dla okolicznych mieszkańców. Inwestor biometanownie / instalacji bio-LNG oczywiście będzie produkował tak istotny dla sieci gazowniczej biometan czy paliwa alternatywne, ale okoliczni rolnicy będą mogli liczyć co najwyżej na bionawóz (poferment). Instalacje tego typu niestety nie produkują ani prądu, ani gazu, którymi inwestor mógłby „podzielić się” z mieszkańcami.

Kolejnym istotnym aspektem społecznym albo szerzej społeczno-politycznym jest czas procedowania inwestycji. Warto, aby inwestorzy uwzględniali kalendarz wyborczy. Pomysłem pozbawionym większego sensu jest rozpoczynanie inwestycji na krótko przed wyborami samorządowymi. Niestety w polskiej specyfice społecznej prawie żaden wójt nie zgodzi się wówczas na biogazownie, a antybiogazowa narracja szybko stanie się paliwem wyborczym wszystkich kandydatów – wzajemnych oponentów. Najwłaściwszym

momentem inwestycyjnym wydaje się początek drugiej (ostatniej) kadencji wójta / burmistrza w przypadku gmin miejsko-wiejskich. Znaczenie mogą mieć też kwestie społeczno-kulturowe i przestrzenne, a także specyfika inwestycyjna gminy.

Podsumowując uwarunkowania społeczne inwestycji biogazowych, należy wykazać, że w Polsce stanowią one niestety istotną barierę planowanych przedsięwzięć. Antidotum wydają się edukacja oraz konsekwentne i sukcesywne kreowanie świadomości społecznej w zakresie korzyści biogazowni i biometanowni, zwłaszcza dla lokalnej społeczności. Dialog ze społecznością lokalną oraz jej przedstawicielami (władzami samorządowymi, instytucjami publicznymi, lokalnymi mediami, podmiotami z sektora rolno-spożywczego) musi następować na wszystkich etapach inwestycyjnych, począwszy od wyboru lokalizacji i planowania inwestycji, poprzez pozyskiwanie substratów i proces produkcyjny, aż po dystrybucję produktów (energii, pofermentu itp.) [12].

## Podsumowanie

Rozwój OZE na obszarach wiejskich zwiększa niezależność energetyczną Polski i może poprawić sytuację ekonomiczną polskich rolników. Już ponad dekadę temu w popularnym serialu „Ranczo” pomysł inwestycji w biogazownię, choć początkowo przyniósł silny opór społeczny, zdołał się przekształcić w impuls kreowania niezależności energetycznej począwszy od „małej ojczyzny”. Do dalszego rozwoju, efektywnej i sprawiedliwej transformacji energetycznej potrzeba dużo odwagi i zaufania do profesjonalnych twórców bezpiecznych technologii. Istotną inicjatywę mogliby tu podjąć lokalni włodarze (wójtowie, burmistrzowie), którzy zamiast blokować inwestycje czy rozpowszechniać stereotypy, powinni być ambasadorami biogazu i biometanu – niezbędnych do zapewniania bezpieczeństwa energetycznego – nie tylko w kontekście ogólnopolskim, ale przede wszystkim lokalnym.

Aby biogazownie i biometanownie przybywały w Polsce w szybszym tempie, najpierw trzeba zidentyfikować wszelkie związane z nimi czynniki i dysfunkcje. Taki był też cel niniejszego opracowania, wskazującego, że inwestycje tego typu to długotrwały proces zależny od licznych szczegółowo opisanych uwarunkowań: prawnych, administracyjnych, a przede wszystkim społecznych. Niestety barier i blokad jest wiele, stąd wciąż jeszcze niewielka (choć sukcesywnie zwiększająca się) liczba instalacji. Potrzeba wiele czasu i determinacji, aby je niwelować za pomocą korzystnej legislacji, skracania procedur administracyjnych, edukacji społecznej i dialogu ze społecznościami lokalnymi na każdym etapie procesu inwestycyjnego. Potencjał biogazowy i biometanowy Polski jest na tyle duży, że warto podjąć to wyzwanie.

## Literatura

1. Igliński B., Kielkowska U., Mazurek K., Cichosz M., Drużyński S., Wróbel-Kaszanek A., Szalla A., Borowski A. *Potencjał biogazu w Polsce*. [W:] Kielkowska U., Machalski P. (red.) *Transformacja energetyczna RP w ujęciu interdyscyplinarnym*. Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2024, 142–156.

2. Lewandowski W.M., Klugmann-Radziemska E. *Biogaz*. [W:] *Proekologiczne odnawialne źródła energii. Kompendium*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017, 401–420.
3. Januszewicz K. *Biomasa jako źródło energii odnawialnej*. [W:] Klugmann-Radziemska E. (red.) *Energetyka i ochrona środowiska. Generowanie i magazynowanie energii. Odpady energetyczne. Analiza cyklu życia*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023, 141–181.
4. Ministerstwo Gospodarki. *Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2030*. <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/1043-kierunki-rozwoju-biogazowni-rolniczych.pdf>.
5. Lenartowska A. *Ile jest biogazowni w Polsce?* <https://magazynbiomasa.pl/ile-jest-biogazowni-w-polsce> (dostęp: 25.04.2025).
6. Kowalczyk-Juśko A. (red.) *Biogazownia rolnicza. Podręcznik dla samorządowca*. Fundacja na rzecz Rozwoju Polskiego Rolnictwa, Warszawa 2024.
7. Pająk P. *Pierwsza biometanownia w Polsce*. <https://www.gramwzielone.pl/bioenergia/20302598/pierwsza-biometanownia-w-polsce> (dostęp: 8.05.2025).
8. Furman T. *Nie ma wsparcia dla produkcji biometanu*. <https://archiwum.parkiet.com/arttykul/839160-Nie-ma-wsparcia-dla-produkcji-biometanu.html> (dostęp: 8.05.2025).
9. Pilarski K., Pilarska A. *Wiodące aspekty funkcjonowania biogazowni rolniczych*. [W:] Kiełkowska U., Machalski P. (red.) *Transformacja energetyczna RP w ujęciu interdyscyplinarnym*. Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2024, 131–141.
10. Polska Grupa Biogazowa. <https://polskagrupabiogazowa.pl/o-nas/> (dostęp: 8.05.2025).
11. Lisiecka D. *Obszary przyspieszonego rozwoju OZE. Kiedy Polska zostanie zmapowana?* <https://magazynbiomasa.pl/obszary-przyspieszonego-rozwoju-oze-kiedy-polska-zostanie-zmapowana> (dostęp: 8.05.2025).
12. Chodkowska-Miszczuk J. *Przedsiębiorstwa biogazowe w rozwoju lokalnym w świetle koncepcji zakorzenienia*. Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2019.
13. Rabe M. *Energetyka rozproszona w polityce regionalnej*. Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2023.
14. Mirowski T., Mokrzycki E., Uliasz-Bocheńczyk A. *Energetyczne wykorzystywanie biomasy*. Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków 2018.
15. *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*. Dz.U. 1997, nr 54, poz. 348 z późn. zm.
16. *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*. Dz.U. 2015, poz. 478 z późn. zm.
17. *Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*. Dz.U. 2006, nr 9, poz. 1199.
18. Błażejowska M. *Prawne aspekty funkcjonowania biogazowni rolniczych*. Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu 2014; 16(5): 9–14.
19. *Ustawa z dnia 13 lipca 2023 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu*. Dz.U. 2023, poz. 1597.

20. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa. *Biogazownie rolnicze: nowe warunki od 11 września*. <https://www.gov.pl/web/kowr/biogazownie-rolnicze-nowe-warunki-od-11-wrzesnia> (dostęp: 12.05.2025).
21. *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska*. Dz.U. 2001, nr 62, poz. 627 z późn. zm.
22. *Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody*. Dz.U. 2004, nr 92, poz. 880.
23. *Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne*. Dz.U. 2017, poz. 1566 z późn. zm.
24. *Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze*. Dz.U. 2011, nr 163, poz. 981.
25. *Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane*. Dz.U. 1994, nr 89, poz. 414 z późn. zm.
26. *Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym*. Dz.U. 2003, nr 80, poz. 717 z późn. zm.
27. *Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach*. Dz.U. 2013, poz. 21.
28. Machalski P. *Rola samorządu terytorialnego w transformacji energetycznej RP*. [W:] Kiełkowska U., Machalski P. (red.) *Transformacja energetyczna RP w ujęciu interdyscyplinarnym*. Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2024, 183–225.
29. Piechota G., Igliński B. *Biomethane in Poland – current status, potential, perspective and development*. *Energies* 2021; 14: 1517.
30. Bajczuk R., Niewiatała-Rej M., Śniegocki A. *Zdążyć z transformacją – obszary przyspieszonego rozwoju OZE w Polsce. Raport*. Instytut Reform, Warszawa 2024.
31. Kozłowski K. *Jak minimalizować biogazowe ryzyka inwestycyjne? Biogaz i biometan w Polsce 2024 – raport*. Teraz Środowisko, kwiecień 2024.
32. Góra D. *Szczerze o odorze. Biogaz i biometan w Polsce 2024 – raport*. Teraz Środowisko, kwiecień 2024.
33. Obrycka E. *Korzyści społeczne i ekonomiczne budowy biogazowni rolniczych*. *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego: Ekonomika i Organizacja Gospodarki Żywnościowej* 2014; 107: 163–176.
34. Igliński B., Buczkowski R. *Potencjał techniczny i możliwości wykorzystania biogazu utylizacyjnego na przykładzie województwa warmińsko-mazurskiego*. *Rynek Energii* 2017; 131(4): 56–62.
35. Machalski P. *Zapewnianie bezpieczeństwa energetycznego jako wyzwanie dla społeczności lokalnych* [W:] Dzik R., Panfil R.B. (red.) *Współczesne uwarunkowania logistyki i bezpieczeństwa w środowisku lokalnym, regionalnym i globalnym*. Wydawnictwo Rys, Poznań 2023, 183–208.
36. Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej. <https://freo.org.pl/> (dostęp: 10.05.2025).

## 4. Budowa i skutki funkcjonowania morskich farm wiatrowych na przykładzie Morza Bałtyckiego

---

Natalia Cieślewicz, Krzysztof Pilarski, Agnieszka A. Pilarska

Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, Wydział Inżynierii Środowiska i Inżynierii Mechanicznej

E-mail: natalia.cieslewicz@gmail.com, krzysztof.pilarski@up.poznan.pl, agnieszka.pilarska@up.poznan.pl

### Wprowadzenie

Postępująca degradacja środowiska naturalnego, kurcząca się zasoby paliw kopalnych – których wyczerpanie szacuje się w ciągu najbliższych 30–50 lat – oraz niestabilna sytuacja geopolityczna, zwłaszcza w Europie Wschodniej, stanowią istotne przesłanki do przyspieszenia transformacji energetycznej. Coraz bardziej istotną kwestią staje się konieczność opracowania i wdrażania zrównoważonych modeli gospodarczych, umożliwiających zaspokajanie rosnących potrzeb energetycznych społeczeństw przy minimalizacji negatywnego wpływu na środowisko [1]. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), a w szczególności energetyki wiatrowej.

Morska energetyka wiatrowa (*offshore wind energy*) należy obecnie do najdynamiczniej rozwijających się segmentów sektora OZE. Ze względu na korzystne warunki wietrzne i możliwość lokalizacji instalacji z dala od skupisk ludzkich technologia ta zyskuje coraz większe znaczenie w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz realizacji celów klimatycznych [2]. Morze Bałtyckie, jako obszar stosunkowo płytki, zamknięty i otoczony przez państwa silnie zaangażowane w transformację energetyczną, stanowi dogodną przestrzeń dla rozwoju morskich farm wiatrowych. Szacuje się, że potencjał wytwórczy Bałtyku wynosi ok. 85 GW, co czyni go jednym z kluczowych obszarów inwestycyjnych w Europie Północnej [3].

Po inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w 2022 r. kraje regionu Morza Bałtyckiego, z wyłączeniem Rosji, zacieśniły współpracę w zakresie dywersyfikacji źródeł energii i rozwoju odnawialnych technologii. Morska energetyka wiatrowa została uznana za strategiczny kierunek działań, zarówno ze względu na skalę możliwej produkcji, jak i niewielką emisję zanieczyszczeń w fazie eksploatacji. W porównaniu z innymi źródłami energii odnawialnej turbiny wiatrowe lokalizowane na morzu umożliwiają uzyskiwanie stabilnych i przewidywalnych wolumenów energii, przy jednoczesnym ograniczaniu konfliktów przestrzennych.

Należy jednak zauważyć, że rozwój morskich farm wiatrowych wiąże się także z określonymi konsekwencjami środowiskowymi, społecznymi i ekonomicznymi [4]. Szczególne znaczenie mają zagadnienia związane z wpływem inwestycji offshore na ekosystemy morskie, zwłaszcza na faunę Morza Bałtyckiego. W związku z planowanymi wielkoskalowymi projektami i rosnącym zainteresowaniem inwestorów tym regionem coraz większy

nacisk kładzie się na badania naukowe oraz dialog społeczny, mające na celu identyfikację, ocenę i ograniczenie potencjalnych skutków środowiskowych.

Niniejsza praca koncentruje się na analizie rozwoju, budowy i funkcjonowania morskich farm wiatrowych w kontekście ich oddziaływań ekologicznych, ze szczególnym uwzględnieniem specyfiki Morza Bałtyckiego. Przedstawiono również aktualne kierunki rozwoju technologii offshore oraz uwarunkowania geopolityczne i ekonomiczne, które wpływają na tempo realizacji inwestycji w regionie.

## **Rozwój morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim: projekty, cele i wsparcie unijne**

Morska farma wiatrowa, zwana również elektrownią wiatrową, stanowi kompleksową instalację składającą się z wielu turbin wiatrowych połączonych infrastrukturą, służącą do wytwarzania energii elektrycznej. Pierwsza morska elektrownia wiatrowa została uruchomiona w 1991 r. w Danii i funkcjonowała przez 26 lat.

Ze względu na brak naturalnych przeszkód na dużych akwenach morskich instalacja turbin na morzu lub oceanie jest rozwiązaniem optymalnym. Pomimo większych wyzwań technicznych przedsięwzięcie to cechuje się dużą opłacalnością. Warunki wiatrowe na morzu są korzystniejsze niż na lądzie, co umożliwia efektywniejszą produkcję energii elektrycznej. W związku z tym na morzu montowane są turbiny znacznie większe niż na lądzie. Przykładem jest największa na świecie turbina GWH252-16MW, wyprodukowana w Chinach, o wysokości ok. 270 m i rotorze o średnicy 252 m.

Rozwój energetyki wiatrowej, podobnie jak innych OZE, jest motywowany prognozowanym wyczerpaniem paliw kopalnych oraz koniecznością redukcji emisji gazów cieplarnianych generowanych przez działalność antropogeniczną. Kluczowe zalety energii wiatrowej, zarówno morskiej, jak i lądowej, obejmują jej powszechną dostępność, niewyczerpalność oraz brak emisji substancji szkodliwych, takich jak metale ciężkie.

Budowa morskich farm wiatrowych wpisuje się w realizację najważniejszych celów transformacji energetycznej Polski i Unii Europejskiej, takich jak:

- redukcja emisji gazów cieplarnianych i osiągnięcie neutralności klimatycznej Polski do 2050 r.;
- zwiększenie udziału OZE do 29,8% w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r.;
- poprawa efektywności wykorzystania energii elektrycznej z OZE;
- ograniczenie negatywnego wpływu na bioróżnorodność oraz zmniejszenie emisji zanieczyszczeń dzięki zastosowaniu bardziej ekologicznych technologii produkcji energii [5].

Unia Europejska wyznaczyła krajom członkowskim jeszcze bardziej ambitne cele związane z niezależnością energetyczną, które mają zostać zaktualizowane pod koniec 2024 r. Działania te są odpowiedzią na agresję Rosji na Ukrainę, rozpoczętą 24 lutego 2022 r.

W ramach zintegrowanej polityki morskiej Unii Europejskiej planowanie przestrzenne obszarów morskich uznawane jest za kluczowe narzędzie zapewniające zrównoważony rozwój regionów przybrzeżnych i morskich. Strategia Unii Europejskiej na rzecz bioróżnorodności 2030 zawiera zobowiązania do przywrócenia różnorodności biologicznej na

kontynencie. Kraje regionu Morza Bałtyckiego zacieśniają współpracę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego oraz rozwoju przesyłu energii odnawialnej. W Deklaracji Wileńskiej z 10 kwietnia 2024 r. podkreślono znaczenie współpracy gospodarczej oraz ochrony krytycznej infrastruktury morskiej wobec wycofywania się państw z użytkowania rosyjskich paliw kopalnych [5, 6].

W ramach inicjatywy REPowerEU w 2023 r. Litwa, Łotwa, Estonia, Dania, Finlandia, Szwecja, Niemcy i Polska zobowiązały się zwiększyć moc zainstalowaną morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim z 3,1 do 19,6 GW do 2030 r.

Budżet Unii Europejskiej wspiera inwestorów w produkcji energii z morskich farm wiatrowych. W latach 2007–2020 łączna kwota wsparcia dla morskich OZE wyniosła ok. 2,3 mld euro. Europejski Bank Inwestycyjny od 2007 r. udzielił pożyczek o łącznej wartości 14,4 mld euro na realizację celów unijnych [6, 7].

Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. przewiduje rozwój mocy zainstalowanej w OZE na polskich wodach na poziomie od 9 do 11 GW. Instalacja turbin wiatrowych na morzu ma na celu zwiększenie efektywności produkcji energii z OZE oraz dywersyfikację źródeł, co jest kluczowe dla ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju [8].

W Polsce realizowanych jest dziewięć projektów morskiej energetyki wiatrowej, prowadzonych przez krajowe i międzynarodowe podmioty, w tym:

- **Baltic Power** – wspólny projekt Grupy Orlen i Northland Power, obejmujący 76 turbin na powierzchni 130 km<sup>2</sup>, zlokalizowany 23 km od wybrzeża Łeby i Choczewa. Budowa rozpoczęła się w 2024 r., a jej zakończenie jest planowane w 2026 r. Elektrownia ma generować do 1,2 GW, co według szacunków pozwoli pokryć ok. 3% krajowego zapotrzebowania na energię oraz ograniczyć emisję CO<sub>2</sub> o ok. 2,8 mln ton rocznie. Uzyskano wszystkie niezbędne decyzje i pozwolenia na budowę infrastruktury lądowej i morskiej;
- **BC-Wind** – projekt firmy Ocean Winds, wspólnego przedsięwzięcia EDPR (Madryt) i ENGIE (Paryż), o docelowej mocy 500 MW, położony 23 km od brzegu gmin Krokowa i Choczewo, na powierzchni ok. 90,94 km<sup>2</sup>. Planowane jest zamontowanie 34 turbin na fundamentach monopolowych, a uruchomienie farmy przewidziano do 2028 r. Obecnie projekt znajduje się w fazie przygotowań pozwolenia na budowę i posiada zabezpieczone finansowanie;
- **F.E.W. Baltic II** – inwestycja RWE Offshore Wind GmbH (Hamburg), zlokalizowana 50 km od brzegu Ustki, na powierzchni ok. 41 km<sup>2</sup>. Farma będzie miała moc do 350 MW i będzie wyposażona w 60 turbin o maksymalnej wysokości ok. 300 m. Otrzymano decyzję środowiskową dla infrastruktury przyłączeniowej oraz pozwolenia na budowę stacji elektromagnetycznej i linii kablowej. Realizacja planowana jest do 2030 r. Trasa kabla przebiega przez obszar chroniony, co jest ekonomicznie uzasadnione ze względu na wysokie koszty kabla (ok. 1300 USD za metr) [8].

Biorąc pod uwagę powyższe, morskie farmy wiatrowe stanowią istotny element transformacji energetycznej, oferując wydajne, skalowalne i niskoemisyjne źródło energii odnawialnej. Ich rozwój przyczynia się nie tylko do realizacji unijnych i krajowych celów

klimatycznych, ale także do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i uniezależnienia się od paliw kopalnych, szczególnie z kierunku rosyjskiego. Polska, dzięki dogodnemu położeniu nad Morzem Bałtyckim oraz ambitnym projektem infrastrukturalnym, ma realną szansę stać się jednym z liderów morskiej energetyki wiatrowej w regionie. Skuteczna realizacja zaplanowanych inwestycji wymaga jednak spójnej polityki, współpracy międzynarodowej oraz kontynuacji wsparcia finansowego i legislacyjnego na poziomie krajowym i unijnym.

## Typy turbin wiatrowych oraz warunki lokalizacji farm offshore na Bałtyku

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej na Bałtyku wymaga dostosowania typów turbin do specyficznych warunków hydrologicznych, klimatycznych i geologicznych tego akwenu. Kluczowe znaczenie mają zarówno parametry techniczne zastosowanych konstrukcji, jak i rygorystyczne kryteria lokalizacyjne, które determinują efektywność oraz bezpieczeństwo planowanych inwestycji. Szczególną uwagę poświęcono dostosowaniu technologii do warunków panujących w regionie oraz identyfikacji czynników ograniczających rozwój morskiej energetyki wiatrowej.

### Typy turbin wiatrowych stosowanych na Morzu Bałtyckim

Na Morzu Bałtyckim, podobnie jak w innych regionach Europy, dominują turbiny wiatrowe o poziomej osi obrotu (*horizontal axis wind turbines*, HAWT). Są one najczęściej wykorzystywane ze względu na wysoką sprawność energetyczną, dojrzałość technologiczną oraz możliwość instalacji w dużych zespołach farm wiatrowych. Turbiny te wyposażone są zazwyczaj w trzy długie, aerodynamicznie zoptymalizowane łopaty obracające się wokół poziomej osi, co umożliwia efektywne przetwarzanie energii wiatru nawet przy zmiennych warunkach pogodowych, typowych dla regionu Bałtyku.

Moc jednostkowa nowoczesnych turbin wykorzystywanych w farmach offshore w basenie Morza Bałtyckiego często wynosi od 10 do 14 MW, co pozwala na zwiększenie wydajności energetycznej, ograniczenie liczby fundamentów oraz redukcję kosztów instalacyjnych i eksploatacyjnych. Przykłady takich urządzeń to modele oferowane przez czołowych producentów, takich jak Siemens Gamesa czy Vestas, które znajdują zastosowanie zarówno w projektach realizowanych w Polsce, jak i w krajach sąsiadujących [9].

Z kolei turbiny o pionowej osi obrotu (*vertical axis wind turbines*, VAWT) na Bałtyku praktycznie nie są wykorzystywane. Pomimo pewnych zalet, takich jak zdolność do pracy przy zmiennym kierunku wiatru bez konieczności aktywnego ustawiania wirnika względem wiatru, ich niższa efektywność, większa podatność na obciążenia mechaniczne oraz trudności w skalowaniu sprawiają, że nie znajdują zastosowania w dużych instalacjach offshore [10].

Technologia turbin pływających (*floating wind turbines*, FWT) znajduje się obecnie w fazie badań i demonstracji pilotażowych, głównie na wodach głębokich Atlantyku i Morza Północnego. Na Morzu Bałtyckim, ze względu na stosunkowo płytkie wody przybrzeżne, nadal dominują konstrukcje posadowione na fundamentach stałych, takich jak monopale, kratownice (*jackets*) czy platformy grawitacyjne. Niemniej jednak w przyszłości

turbiny pływające mogą znaleźć zastosowanie w głębszych rejonach Bałtyku lub w miejscach o trudniejszym dostępie, gdzie instalacja klasycznych fundamentów byłaby technicznie skomplikowana lub ekonomicznie nieopłacalna [11].

Podsumowując, morskie farmy wiatrowe na Bałtyku opierają się głównie na technologii nowoczesnych turbin o poziomej osi obrotu, które charakteryzują się wysoką sprawnością, niezawodnością i dopasowaniem do regionalnych warunków środowiskowych. Choć rozwiązania mniej rozpowszechnione, takie jak turbiny pionowe czy konstrukcje pływające, obecnie nie odgrywają znaczącej roli, pozostają przedmiotem intensywnych badań, które w przyszłości mogą wpłynąć na dalszą ewolucję sektora offshore.

### Uwarunkowania prawne i planistyczne

Szacuje się, że całkowity techniczny potencjał morskiej energetyki wiatrowej w basenie Morza Bałtyckiego wynosi ok. 85 GW, z czego największy udział przypada Niemcom, Danii, Polsce i Szwecji. Polska dysponuje znaczącym potencjałem rozwoju farm wiatrowych offshore, szczególnie w południowej części Bałtyku, gdzie występują korzystne warunki wiatrowe i hydrologiczne, sprzyjające efektywnej instalacji turbin. Jednak rozwój tego sektora wiąże się z istotnymi ograniczeniami lokalizacyjnymi, wynikającymi z uwarunkowań środowiskowych, społecznych i administracyjnych. Konieczne jest m.in. zapewnienie ochrony korytarzy migracyjnych ptaków i ssaków morskich, unikanie kolizji z trasami żegludowymi oraz respektowanie obszarów chronionych, takich jak Natura 2000. Pomimo dużego potencjału i rosnącego zainteresowania inwestycjami w morską energetykę wiatrową na Bałtyku realizacja tego rodzaju projektów wymaga spełnienia wielu wymogów prawnych i formalnych.

W Polsce lokalizacja morskich farm wiatrowych podlega ścisłym regulacjom krajowym i wiąże się z koniecznością uzyskania szeregu decyzji administracyjnych. Odpowiedzialność za proces lokalizacyjny spoczywa przede wszystkim na Ministerstwie Infrastruktury oraz właściwych urzędach morskich. Inwestorzy są zobowiązani do uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł oraz decyzji środowiskowej, zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii i prawem wodnym [12]. Kluczowym etapem procesu inwestycyjnego jest przeprowadzenie szczegółowej oceny oddziaływania na środowisko, uwzględniającej wpływ inwestycji na bioróżnorodność, krajobraz, populację ptaków oraz rybołówstwo.

Integralną częścią procesu lokalizacyjnego jest planowanie przestrzenne obszarów morskich, realizowane w ramach systemu Maritime Spatial Planning (MSP). Umożliwia on koordynację i racjonalne zagospodarowanie przestrzeni morskiej, z uwzględnieniem interesów różnych użytkowników, takich jak transport morski, rybołówstwo, ochrona środowiska i energetyka odnawialna. Plany przestrzennego zagospodarowania obszarów morskich są opracowywane na poziomie krajowym i regionalnym, zgodnie z celami Unii Europejskiej oraz krajowej polityki sektorowej, co pozwala minimalizować potencjalne konflikty przestrzenne i jednocześnie chronić wartościowe przyrodniczo obszary.

Na poziomie międzynarodowym państwa regionu Morza Bałtyckiego są zobowiązane do przestrzegania postanowień Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza (UNCLOS), regulującej zasady korzystania z mórz i oceanów, zakresu jurysdykcji oraz

kwestie ochrony środowiska morskiego. Istotną rolę odgrywa również współpraca regionalna w ramach Strategii Unii Europejskiej dla regionu Morza Bałtyckiego (EUSBSR) oraz działalność Komisji Helsińskiej (HELCOM), której celem jest ochrona środowiska morskiego i wspieranie zrównoważonego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w regionie.

Kwestie ochrony środowiska oraz bioróżnorodności stanowią jedne z kluczowych aspektów planowania i realizacji inwestycji offshore. Lokalizacje farm wiatrowych muszą uwzględniać obszary objęte ochroną, w tym obszary Natura 2000, na których znajdują się cenne siedliska ptaków oraz fauny i flory morskiej. Niezbędne jest zachowanie korytarzy migracyjnych ptaków oraz ograniczanie ryzyka kolizji z turbinami. W celu minimalizacji oddziaływań na ekosystemy wdraża się środki łagodzące, takie jak monitoring biologiczny, sezonowe ograniczenia prowadzenia prac budowlanych, a także technologie redukujące hałas i drgania.

Ważnym elementem planowania przestrzennego i operacyjnego jest zapewnienie bezpieczeństwa żeglugi oraz koordynacja inwestycji z istniejącą infrastrukturą morską, taką jak trasy transportowe, platformy wydobywcze czy kable podmorskie [13]. Szczególną uwagę należy poświęcić ochronie infrastruktury krytycznej oraz zabezpieczeniu inwestycji przed potencjalnymi zagrożeniami o charakterze politycznym i środowiskowym. Przestrzeganie norm oraz standardów bezpieczeństwa morskiego stanowi fundament stabilnego i bezkonfliktowego funkcjonowania sektora morskiej energetyki wiatrowej.

## **Budowa morskich farm wiatrowych**

Podstawowymi kryteriami technicznymi wyboru lokalizacji morskich farm wiatrowych są zasoby wiatru oraz głębokość dna morskiego. Dla racjonalnej identyfikacji miejsca inwestycji należy także uwzględnić dodatkowe aspekty techniczne, takie jak odległość od brzegu, morfologia dna, rodzaj osadów dennych oraz dostępność infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej [14]. Obecnie stosowana technologia turbin z fundamentami stałymi (m.in. fundamenty monopalowe, grawitacyjne, płaszczowe czy trójnożne) pozwala na instalację konstrukcji do głębokości ok. 50 m, stąd zakres rozpatrywanych lokalizacji mieści się zwykle w przedziale 20–50 m.

Kluczowymi etapami procesu budowy morskiej farmy wiatrowej są: posadowienie fundamentów, instalacja turbin wiatrowych i stacji elektroenergetycznej oraz ułożenie kabli wewnętrznych łączących poszczególne elementy systemu. Transport elementów konstrukcyjnych na miejsce inwestycji odbywa się za pomocą specjalistycznych statków wyposażonych w dźwigi przystosowane do montażu na morzu. Obszary wskazane przez organy administracyjne i przyznane w ramach postępowań przetargowych charakteryzują się głębokością rzędu 20–40 m [14].

Budowa turbin wiatrowych ma bezpośredni wpływ na dno morskie, zwłaszcza w kontekście posadowienia fundamentów. Wyróżnia się dwa zasadnicze typy konstrukcji: fundamenty mocowane do dna oraz konstrukcje pływające. W przypadku Morza Bałtyckiego, ze względu na umiarkowaną głębokość i warunki hydrologiczne, preferowane są rozwiązania kotwiczone do podłoża. Dno Bałtyku cechuje się stosunkowo ubogą fauną, co wynika zarówno z ograniczonego dostępu światła na omawianych głębokościach, jak

i z występowania negatywnych zjawisk antropogenicznych, w tym zanieczyszczeń i eutrofizacji.

Jednym z istotnych czynników środowiskowych wpływających na stan ekosystemów bentosowych jest eutrofizacja, prowadząca do powstawania tzw. stref beztlenowych (martwych). Szacuje się, że ok. 20% powierzchni Morza Bałtyckiego zajmuje obecnie strefa pozbawiona tlenu. Proces ten wynika z nadmiernego dopływu biogenów, głównie związków azotu i fosforu, które stymulują intensywny zakwit fitoplanktonu, zwłaszcza sinic. Sinice, jako organizmy zdolne do fotosyntezy, produkują substancje organiczne z prostych związków mineralnych. Sezonowy zakwit toksycznych gatunków, szczególnie w miesiącach letnich, stanowi zagrożenie dla zdrowia ludzi i zwierząt. Po zakończeniu sezonu wegetacyjnego obumierające glony opadają na dno, gdzie ulegają rozkładowi przez bakterie, co prowadzi do zużycia dostępnego tlenu. W konsekwencji dochodzi do powstania siarkowodoru i obumarcia fauny przydennej [15].

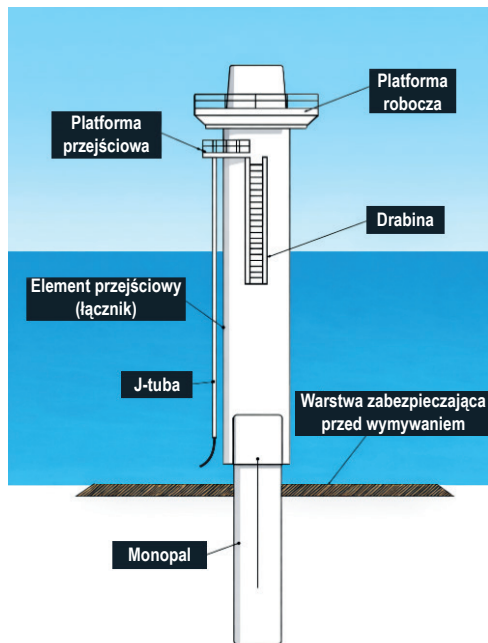
W kontekście planowania inwestycji offshore istotne jest, że działki przeznaczone pod budowę morskich farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej nie pokrywają się ze strefami beztlenowymi. Strefy te koncentrują się w głębszych, oddalonych od brzegu partiach morza, jednak ich zasięg corocznie się zwiększa. Z tego względu ocena oddziaływania na środowisko oraz wybór lokalizacji powinny uwzględniać nie tylko aktualny stan, ale również możliwe zmiany związane z postępującą degradacją ekosystemów morskich.

## Fundamenty morskich farm wiatrowych

W budowie morskich farm wiatrowych stosuje się różne typy fundamentów, których dobór zależy przede wszystkim od głębokości wody, warunków geologicznych dna morskiego, siły falowania, a także czynników ekonomicznych i środowiskowych. Do głównych kategorii fundamentów zalicza się:

- fundamenty monopalowe;
- fundamenty grawitacyjne betonowe;
- fundamenty kratownicowe (m.in. trójnożne i czworonożne);
- fundamenty pływające (słupowe i płaszczowe) [16].

**Fundament monopalowy** jest obecnie najczęściej stosowanym rozwiązaniem na świecie i przewiduje się jego użycie również na polskich obszarach Morza Bałtyckiego (rysunek 4.1). Przeznaczony jest dla lokalizacji o głębokości do ok. 30 m. Składa się ze stalowej rury o średnicy 4–9 m, grubości ścianki do 160 mm i masie przekraczającej 650 ton. Montaż odbywa się za pomocą dźwigu kafarowego, który wbija lub wwierca pał w dno, w zależności od warunków geotechnicznych [16]. Po osadzeniu instaluje się element przejściowy i wypełnia przestrzeń cementem. Dodatkowe wzmocnienie stanowi otoczenie z pokruszonej skały o grubości do 1,5 m. Główną wadą tej technologii jest generowanie hałasu sięgającego 160 dB, stanowiącego istotne zagrożenie dla organizmów morskich. Transport i montaż fundamentów odbywają się przy użyciu jednostek typu Jack-Up lub Heavy-Lift Vessels [17].



Rysunek 4.1. Schemat fundamentu monopalowego

Źródło: opracowanie na podstawie [17]

**Fundament grawitacyjny** to prefabrykowany betonowy element w kształcie stożka, stosowany na płytszych wodach (do 20 m głębokości). Produkuje się go na lądzie lub w suchych dokach, a następnie transportuje na miejsce montażu. Przed instalacją wymagane jest przygotowanie dna morskiego poprzez usunięcie osadów, pogłębienie i wyrównanie podłoża warstwą żwiru. Stabilność konstrukcji zapewnia jej znaczna masa oraz dodatkowe obsypanie żwirem. Zaletą tej technologii jest ograniczenie robót morskich i mniejszy hałas montażowy.

**Fundament kratownicowy** obejmuje konstrukcje stalowe, przypominające platformy wiertnicze, oparte na trzech lub czterech punktach kotwiczenia. Może być stosowany na głębokościach do 50 m. Konstrukcja jest wykonana z rur stalowych o średnicy do 2 m i tworzy platformę montażową dla wieży turbiny. Zastosowanie tego rozwiązania preferuje się w pobliżu obszarów chronionych, gdzie istotną rolę odgrywa redukcja ingerencji w dno morskie i zachowanie ciągłości ekosystemu [17].

**Fundament trójnożny**, będący odmianą kratownicową, składa się z trzech stalowych pali połączonych przestrzenną kratownicą. Przenosi obciążenia z turbiny na dno morskie i ogranicza zjawisko erozji dennej. Zalecany jest dla głębokości powyżej 20 m. W przypadku podłoża skalistego montaż polega na wbiciu trzech pali o średnicy ok. 0,9 m na głębokość 10–20 m, natomiast na luźnych osadach stosuje się tzw. metodę odsysania płaszczowego – cylindryczny płaszcz jest opuszczany na dno, a następnie za pomocą pompy próżniowej usuwa się muł i stabilizuje przestrzeń cementem. Wadą tego typu konstrukcji

jest większa podatność na korozję zmęczeniową i niższa odporność na falowanie w porównaniu z monopalami.

**Fundamenty pływające** to obecnie rozwijana technologia umożliwiająca instalację turbin na głębokościach powyżej 50 m, w miejscach niedostępnych dla konstrukcji posadowionych. Wyróżnia się m.in. platformy słupowe (*spar-buoy*), płaszczowe (*semi-submersible*) i kotwiczone systemy naciągowe (*tension leg platform*). Ich wspólną cechą jest uniezależnienie od warunków geologicznych dna morskiego oraz możliwość prefabrykacji i testowania na lądzie. Konstrukcje te są utrzymywane w pozycji za pomocą systemów kotwiczących [18].

W ostatnich latach obserwuje się rosnące zainteresowanie fundamentami hybrydowymi, które łączą cechy konstrukcji stałych i pływających. Ich zastosowanie pozwala zwiększyć elastyczność projektową, poprawić stabilność w zmiennych warunkach hydrodynamicznych oraz obniżyć koszty inwestycyjne. Przykładami takich rozwiązań są półzanurzalne platformy wyposażone w systemy adaptacyjne do zmieniającego się obciążenia falami i wiatrem [16, 18].

Istotnym elementem projektowania fundamentów jest minimalizacja wpływu na środowisko morskie. W tym celu rozwijane są technologie redukujące hałas podwodny (np. osłony akustyczne, systemy bąbelkowe), ograniczające zmętnienie wody oraz sprzyjające powstawaniu sztucznych siedlisk dla organizmów bentosowych. W niektórych projektach fundamenty traktowane są jako element tworzący bioróżnorodne rafy sztuczne, wspierające odbudowę populacji lokalnej fauny morskiej.

Podsumowując, wybór odpowiedniego rodzaju fundamentu dla morskiej turbiny wiatrowej wymaga uwzględnienia wielu czynników: od uwarunkowań geotechnicznych, poprzez koszty transportu i montażu, po wpływ na środowisko. Projektowanie fundamentów stanowi kluczowy etap całego procesu inwestycyjnego, determinujący trwałość, efektywność energetyczną oraz zgodność inwestycji z zasadami zrównoważonego rozwoju.

## Kable morskie

Kable morskie pełnią istotną rolę w przesyłaniu energii wyprodukowanej przez morskie farmy wiatrowe, transportując ją do stacji elektroenergetycznych znajdujących się na terenie farmy, jak również dalej na ląd. Standardowe napięcie pracy kabli morskich wynosi zwykle 33 lub 66 kV, jednak w miarę rozwoju i zwiększania mocy instalacji offshore coraz częściej stosuje się wyższe napięcia, co pozwala na ograniczenie strat przesyłowych i poprawę efektywności całego systemu. Konstrukcja kabli najczęściej – jak przedstawiono na rysunku 4.2 – jest trzyżyłowa, z przewodnikami wykonanymi z miedzi lub aluminium, które są izolowane warstwami dielektrycznymi. Wzdłuż kabli energetycznych często montowane są także kable optoelektryczne, służące do transmisji danych, monitoringu oraz sterowania elementami farmy wiatrowej.

Ze względu na wymagające warunki środowiskowe na morzu kable muszą być wielowarstwowo zabezpieczone przed działaniem czynników mechanicznych, chemicznych i biologicznych. Ochronę stanowią powłoki izolacyjne z tworzyw sztucznych oraz zbrojenie stalowe, które zabezpiecza kable przed uszkodzeniami mechanicznymi, np. wskutek kontaktu z kotwicami statków czy działalnością organizmów dennyh [19].



**Rysunek 4.2.** Schemat kabla morskiego: 1 – żyła miedziana lub aluminiowa do przesyłu energii elektrycznej, 2 – powłoka ekranująca, 3 – izolacja XLPE (usieciowany polietylen), 4 – ekran półprzewodzący, 5 – ekran z miedzianego drutu ze środkiem pęczniącym pod wpływem wilgoci, 6 – laminowana powłoka aluminiowa, 7 – przewody optoelektryczne, 8 – polipropylenowe uzupełniacze, 9 – taśmy wiążące, 10 – podłoże propylenowe pod zbrojenie, 11 – zbrojenie z galwanizowanego drutu, 12 – propylenowa powłoka zewnętrzna ze związkami bitumicznymi

*Źródło:* opracowanie własne

Proces instalacji kabli obejmuje ich układanie na dnie morskim za pomocą specjalistycznych urządzeń, tzw. układarek kabli. Kable są umieszczane w uprzednio wykopanych rowach lub bezpośrednio na powierzchni dna, a następnie przykrywane warstwą piasku, żwiru lub innych osadów, co dodatkowo zabezpiecza je przed uszkodzeniami. W miejscach o szczególnie wysokim ryzyku uszkodzeń stosuje się dodatkowe osłony betonowe lub stalowe.

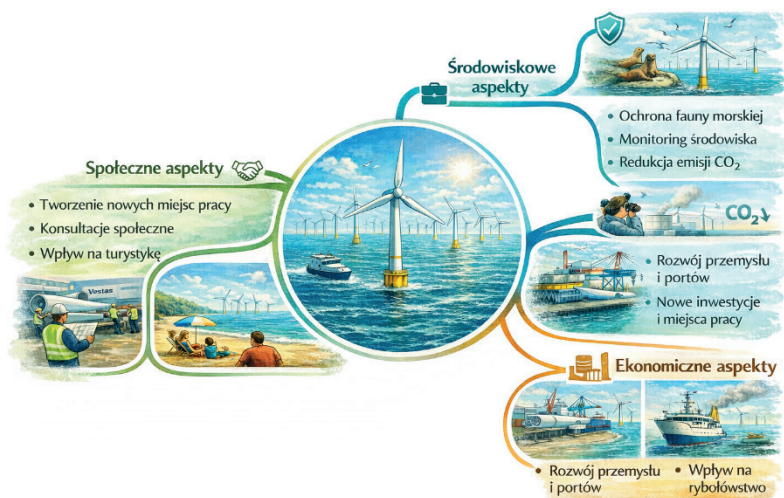
Integralnym elementem eksploatacji kabli jest system ciągłego monitoringu. Diagnostyka obejmuje kontrolę parametrów elektrycznych oraz wczesne wykrywanie uszkodzeń lub niekorzystnych zmian w strukturze kabla, co pozwala na szybkie podejmowanie działań naprawczych i minimalizację przerw w dostawie energii.

W procesie planowania morskich farm wiatrowych układ kabli i lokalizacja stacji elektroenergetycznych mają kluczowe znaczenie dla optymalizacji przesyłu energii oraz ograniczenia strat. Trasy kabli są dobierane z uwzględnieniem głębokości dna, ukształtowania terenu, obecności innych instalacji podwodnych oraz czynników środowiskowych, takich jak obszary chronione czy miejsca o wysokiej wartości przyrodniczej [19].

Podsumowując, morskie kable elektroenergetyczne stanowią nieodzowny element infrastruktury farm wiatrowych, zapewniając bezpieczny, efektywny i niezawodny przesył wyprodukowanej energii do krajowego systemu elektroenergetycznego, przy jednoczesnej minimalizacji negatywnego wpływu na środowisko morskie.

## Ocena skutków budowy farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim

Budowa morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim wiąże się z wielowymiarowymi konsekwencjami, które obejmują aspekty społeczne, ekonomiczne i środowiskowe (rysunek 4.3).



**Rysunek 4.3.** Społeczne, ekonomiczne i środowiskowe skutki rozwoju morskich farm wiatrowych

*Źródło:* opracowanie własne

Wzrost znaczenia odnawialnych źródeł energii stawia przed inwestorami i społecznościami lokalnymi wyzwania dotyczące integracji tych projektów z istniejącymi strukturami gospodarczymi i społecznymi. Poniżej przeanalizowano wpływ inwestycji w morskie turbiny wiatrowe na region Morza Bałtyckiego, przy uwzględnieniu zarówno korzyści, jak i potencjalnych zagrożeń.

### Społeczne aspekty budowy morskich farm wiatrowych

Społeczne konsekwencje realizacji morskich farm wiatrowych są nierozdzielnie związane z poziomem świadomości społecznej, polityką energetyczną i rozwojem gospodarczym regionów nadmorskich. Wybrzeże Morza Bałtyckiego zamieszkuje ok. 85 mln osób, których mogą w różnym stopniu dotyczyć zarówno pozytywne, jak i negatywne skutki tych inwestycji.

Do niedawna sektor offshore w Polsce był jednym z najsłabiej poznanych i rozwiniętych segmentów OZE. W ostatnich latach jednak rośnie świadomość społeczna dotycząca korzyści związanych z morskimi farmami wiatrowymi jako niskoemisyjnym i ekologicznym źródłem energii elektrycznej, co sprzyja rosnącej akceptacji społecznej dla tego typu

przedsięwzięć. W tym kontekście istotna jest rola edukacji ekologicznej oraz transparentnej komunikacji między inwestorami a lokalną społecznością.

Firmy działające w sektorze morskich farm wiatrowych, takie jak Ørsted, PGE czy Vestas, odgrywają ważną rolę w tworzeniu nowych miejsc pracy, zarówno bezpośrednio przy obsłudze oraz eksploatacji turbin, jak i pośrednio poprzez rozwój przemysłu produkcyjnego komponentów. Przykładem jest planowana przez Vestas do 2026 r. fabryka łopat turbin oraz montownia gondoli turbin w Szczecinie, które mają zapewnić ok. 700 nowych etatów. Takie inwestycje stanowią istotny impuls dla regionalnej gospodarki, zwiększając potencjał zatrudnienia i rozwijając lokalne kompetencje techniczne [4].

Inwestycje w infrastrukturę portową, realizowane m.in. przez PKN Orlen w Świnoujściu oraz Polski Fundusz Rozwoju w Gdańsku, służą obsłudze transportu dużych elementów turbin. Powstawanie nowoczesnych terminali i zaplecza logistycznego również przyczynia się do wzrostu zatrudnienia i rozwoju gospodarczego regionu. Należy jednak podkreślić, że równocześnie z tymi korzyściami mieszkańcy doświadczają czasowych utrudnień, takich jak zwiększony ruch pojazdów ciężarowych, hałas czy ograniczenia związane z pracami budowlanymi. Te niedogodności mają charakter przejściowy i ustępują wraz z zakończeniem etapów inwestycyjnych.

Kluczowym elementem procesu realizacji morskich farm wiatrowych są konsultacje społeczne. Mają one na celu budowanie dialogu z lokalnymi społecznościami, wyjaśnianie potencjalnych obaw i niejasności oraz aktywne angażowanie mieszkańców w proces decyzyjny. W ostatnich latach intensywność i zakres konsultacji znacznie się zwiększyły, co świadczy o rosnącym znaczeniu aspektów społecznych w planowaniu i wdrażaniu projektów offshore. Przeprowadzenie skutecznych konsultacji sprzyja budowaniu akceptacji społecznej oraz minimalizuje ryzyko konfliktów i opóźnień inwestycyjnych.

Ponadto aspekty społeczne obejmują także kwestie związane z tożsamością lokalną i krajobrazem kulturowym, gdyż widok turbin może wpływać na percepcję środowiska naturalnego i atrakcyjności turystycznej regionu. Dlatego coraz częściej uwzględnia się także opinie społeczności w zakresie lokalizacji i wielkości farm, aby zminimalizować ewentualne negatywne odczucia związane z wizualnym oddziaływaniem inwestycji.

Należy zatem podkreślić, że społeczny wymiar morskich farm wiatrowych to zarówno wyzwania, jak i znaczące korzyści – od tworzenia nowych miejsc pracy, poprzez wzmacnianie lokalnej gospodarki, aż po zwiększanie świadomości ekologicznej i wsparcie transformacji energetycznej. Efektywne zarządzanie tymi aspektami wymaga transparentności, dialogu i zaangażowania wszystkich interesariuszy.

### **Ekonomiczne konsekwencje rozwoju morskich farm wiatrowych**

Inwestycje w morskie farmy wiatrowe to złożone i kapitałochłonne przedsięwzięcia, realizowane głównie przez duże przedsiębiorstwa z długoterminową strategią rozwoju. Z punktu widzenia producentów energii stanowią one znaczące zaangażowanie finansowe, które jednak przyczynia się do dywersyfikacji miksu energetycznego oraz wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii. Dla konsumentów energii morskie farmy wiatrowe mogą oznaczać stabilizację lub nawet obniżkę cen elektryczności w perspektywie

średnio- i długoterminowej, wynikającą ze zwiększenia podaży oraz zmniejszenia uzależnienia od paliw kopalnych i ich cenowych wahań [4, 20].

Istotnym aspektem ekonomicznym jest również wpływ budowy i eksploatacji farm wiatrowych na lokalne sektory gospodarki, w tym rybołówstwo. Instalacja turbin na obszarach morskich zmniejsza dostępne przestrzenie połowowe, zmuszając rybaków do przesunięcia działań na mniej znane i często bardziej oddalone rejony. To z kolei prowadzi do wzrostu kosztów operacyjnych, przede wszystkim ze względu na większe zużycie paliwa oraz niepewność co do efektywności połowów na nowych terenach. W efekcie pojawiają się napięcia społeczne i ekonomiczne w środowisku rybackim, które wymagają uwzględnienia w procesie planowania przestrzennego oraz dialogu z interesariuszami.

Z kolei rozwój sektora offshore prowadzi do powstania licznych nowych miejsc pracy, nie tylko w fazie budowy, ale także podczas eksploatacji i konserwacji farm. Branże, takie jak produkcja komponentów turbin, logistyka, inżynieria czy usługi serwisowe zyskują na znaczeniu, co wzmacnia gospodarkę regionów nadmorskich. W ten sposób morskie farmy wiatrowe mogą się przyczynić do dywersyfikacji lokalnych gospodarek, wzrostu zatrudnienia i rozwoju infrastruktury. Jednak dla zapewnienia trwałych korzyści ekonomicznych niezbędne są działania sprzyjające koegzystencji sektora energetycznego z innymi branżami, zwłaszcza rybołówstwem, a także programy wsparcia dla społeczności lokalnych objętych zmianami.

### **Środowiskowe skutki funkcjonowania morskich farm wiatrowych**

Budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych stanowią kluczowe elementy transformacji energetycznej, mającej na celu zwiększenie udziału OZE oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Inwestycje te są realizowane z zachowaniem obowiązujących procedur ochrony środowiska, które w Polsce nadzoruje Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska (GDOŚ) poprzez wydawanie decyzji środowiskowych. Decyzje te określają warunki minimalizujące negatywne skutki dla środowiska naturalnego oraz nakładają obowiązki monitoringu i kompensacji [21].

#### ***Główne czynniki wpływające na środowisko morskie***

Oddziaływanie morskich farm wiatrowych na środowisko zależy od wielu czynników technicznych i przestrzennych, w tym liczby i rodzaju fundamentów turbin, ich wymiarów, technologii posadowienia oraz długości i metody układania kabli podmorskich. W trakcie budowy generowane są hałasy i wibracje o dużym natężeniu, szczególnie w wyniku wbijania pali fundamentowych, które mogą powodować stres i zmiany behawioralne u fauny morskiej, zwłaszcza u ssaków morskich i ryb. Eksploatacja natomiast wiąże się z emisją hałasu o niższym natężeniu, ale o charakterze ciągłym, a także ryzykiem zanieczyszczeń związanych z ruchem i obsługą statków.

#### ***Oddziaływanie na siedliska i ekosystemy***

Morskie siedliska bentosowe i pelagiczne odgrywają fundamentalną rolę w utrzymaniu bioróżnorodności oraz funkcjonowaniu ekosystemów morskich. Stanowią one miejsce żerowania, rozrodu i wylęgu wielu gatunków ryb, skorupiaków oraz innych

organizmów o istotnym znaczeniu ekologicznym i gospodarczym. Faza budowy farm wiatrowych wiąże się z czasowym zakłóceniem dla siedlisk oraz możliwą utratą bioróżnorodności na obszarze robót, jednak w okresie eksploatacji fundamenty turbin ulegają naturalnemu porastaniu przez organizmy osiadłe (biofouling), co może się przyczyniać do powstania nowych siedlisk i wzbogacenia lokalnych ekosystemów.

#### **Potencjalne zagrożenia środowiskowe**

Pomimo korzyści związanych z energią odnawialną rozwój morskich farm wiatrowych wiąże się także w wieloma potencjalnymi zagrożeniami środowiskowymi, do których należą:

- **wpływ na ptaki morskie i migrujące:** turbiny wiatrowe mogą powodować kolizje ptaków, zwłaszcza podczas migracji i w okresach intensywnego ruchu, co wymaga stosowania systemów minimalizujących ryzyko, takich jak odpowiednie lokalizacje i ograniczenia oświetlenia nocnego;
- **zaburzenia dla ssaków morskich:** hałas podczas budowy oraz eksploatacji może wpływać na zachowania, migracje i komunikację ssaków, takich jak morświny czy fok;
- **zmiany hydrodynamiczne i osadowe:** konstrukcje turbin wpływają na lokalne prądy morskie oraz procesy sedymentacyjne, co może prowadzić do zmian w układzie osadów i w konsekwencji wpływać na siedliska organizmów dennych;
- **zanieczyszczenia chemiczne:** istnieje ryzyko wycieków substancji ropopochodnych oraz innych zanieczyszczeń związanych z obsługą i serwisem statków [20].

#### **Obowiązki inwestorów i działania łagodzące**

W ramach wymogów środowiskowych inwestorzy są zobowiązani do realizacji szeregu działań minimalizujących negatywne skutki inwestycji, takich jak:

- prowadzenie konsultacji społecznych i kontroli środowiskowych obejmujących monitorowanie fauny (ptaków, ssaków morskich, ryb), jakości wód, hałasu i stanu siedlisk;
- ograniczanie prac budowlanych w okresach kluczowych dla rozrodu i migracji gatunków wrażliwych;
- stosowanie technologii bezwykopowych, takich jak przewiertki sterowane w neuralgicznych miejscach (np. rejon Wydm Lubiatowskich), w celu ograniczenia ingerencji w dno morskie i minimalizowania negatywnych skutków dla środowiska;
- selektywna gospodarka odpadami, zapobieganie zanieczyszczeniom chemicznym oraz ochrona przeciwko rozprzestrzenianiu się gatunków inwazyjnych;
- minimalizowanie oświetlenia nocnego w celu zmniejszenia dezorientacji ptaków i innych gatunków migrujących;
- optymalizacja tras i metod układania kabli podmorskich, przy uwzględnieniu lokalnych warunków dna morskiego, w celu ograniczenia wzrostu temperatury osadów i zaburzenia ekosystemów dennych.

W świetle powyższego należy uznać, że środowiskowe skutki funkcjonowania morskich farm wiatrowych są złożone i wymagają kompleksowego podejścia obejmującego ocenę ryzyka, monitorowanie i działania kompensacyjne. Chociaż inwestycje te wpływają

na ekosystemy morskie i gatunki zamieszkujące Bałtyk, prawidłowo wdrożone środki ochronne i nowoczesne technologie pozwalają znacząco ograniczyć negatywne oddziaływanie. Ponadto pozytywny wpływ morskich farm wiatrowych na redukcję emisji gazów cieplarnianych i transformację energetyczną stanowi istotny element ochrony środowiska na poziomie globalnym.

## **Wpływ morskich farm wiatrowych na zoobentos, ichtiofaunę, awifaunę i ssaki morskie**

Waloryzacja biologiczna jest podstawowym narzędziem oceny wartości ekosystemowych obszarów morskich, obejmującym analizę unikalności siedlisk, bogactwa gatunkowego, kondycji populacji oraz funkcji pełnionych przez poszczególne gatunki i zespoły. W polskich wodach Bałtyku największą różnorodność i obfitość organizmów stwierdza się w strefie eufotycznej oraz w ekotonach, czyli strefach przejściowych między różnymi typami osadów dennych. Obserwowany spadek liczby gatunków w kierunku wschodnim Morza Bałtyckiego wiąże się ze zmniejszającym się zasoleniem i innymi czynnikami fizykochemicznymi, które kształtują specyficzne warunki środowiskowe i biotyczne.

Wskaźnik dużych ryb (*large fish indicator*, LFI) stanowi jeden z kluczowych parametrów umożliwiających ocenę stanu presji antropogenicznej na ekosystem morski, odzwierciedlając biomasy dużych ryb drapieżnych. Jego zmienność jest zależna zarówno od intensywności połowów, jak i naturalnych uwarunkowań środowiskowych [17].

Wpływ morskich farm wiatrowych na środowisko morskie jest wieloaspektowy i wynika z interakcji różnych czynników, takich jak: typ i konstrukcja fundamentów turbin, zmiany w lokalnej puli gatunków, zmniejszenie rybołówstwa, wibracje i hałas emitowane przez turbiny, ruch jednostek serwisowych, pola elektromagnetyczne generowane przez kable przesyłowe oraz wprowadzenie nowych materiałów do środowiska dna morskiego. W procesie uzyskiwania decyzji środowiskowych prowadzone są kompleksowe badania parametrów abiotycznych (geofizycznych, geochemicznych, hydrologicznych, akustycznych) oraz biotycznych (w tym fitobentosu, makrozoobentosu, ichtiofauny, awifauny i ssaków morskich) [22].

## **Wpływ morskich farm wiatrowych na zoobentos Bałtyku**

Zoobentos obejmuje różnorodne organizmy bentosowe – od mikroskopijnych pierwotniaków i larw, poprzez bezkręgowce, takie jak skorupiaki (np. widłonogi, krewetki), mięczaki (małże, ślimaki), po meduzy i inne drobne organizmy środowiska dennego. Stanowią one fundamentalny element ekosystemów dennych, uczestnicząc w rozkładzie materii organicznej (detrytusozercy), będąc konsumentami pierwotnej produkcji, a także pełniąc funkcje troficzne jako pokarm dla wyższych organizmów, w tym ryb i ptaków morskich.

W Bałtyku fauna bentosowa cechuje się relatywnie niskim bogactwem gatunkowym i prostszą strukturą społecznościową niż w oceanach czy morzach o wyższym zasoleniu. Wynika to z charakterystycznych warunków środowiskowych Morza Bałtyckiego: stosunkowo niskiego i zmiennego zasolenia (często w granicach 2–10 PSU), sezonowych

zmian temperatury i zasobów pokarmowych, a także specyficznej hydrodynamiki, w tym prądów przydennych i okresowych wymieszania. Zmienne warunki, zwłaszcza dotyczące zasolenia i tlenu, ograniczają rozwój wielu gatunków typowych dla mórz otwartych.

Budowa i funkcjonowanie morskich farm wiatrowych wpływają na bentos na kilka sposobów. Faza instalacji fundamentów i kabli wiąże się z bezpośrednim zniszczeniem siedlisk dennych – usuwaniem lub zasypywaniem osadów, co powoduje utratę lokalnej fauny. Intensywność tych zmian zależy od technologii instalacji (np. palowanie, wiercenie) i wielkości inwestycji [17].

Jednak fundamenty turbin oraz inne stałe struktury na dnie tworzą tzw. sztuczne rafy – twarde podłoże na obszarach piaszczystych lub mułowatych, które są zasiedlane przez organizmy biofoulingowe, zwłaszcza małże, takie jak omulek błękitny (*Mytilus edulis*). Taki rozwój biofoulingu prowadzi do powstania złożonych mikrośrodków sprzyjających zwiększeniu lokalnej bioróżnorodności, a także może modyfikować lokalne łańcuchy pokarmowe. Nowe siedliska przyciągają drapieżniki, zmieniając lokalną strukturę bentosu. Proces ten jest jednak powolny i może trwać kilka lat.

W fazie eksploatacji obserwuje się stopniową regenerację bentosu w obszarach wpływu morskich farm wiatrowych, chociaż niektóre gatunki mogą zostać wyparte przez organizmy przytwierdzone do konstrukcji turbin. Zmiany hydrodynamiczne wokół fundamentów, takie jak zmiany prądów i sedymentacji, mogą prowadzić do pewnych przesunięć rozmieszczenia gatunków bentosowych. Długoterminowe obserwacje wskazują, że przy zastosowaniu odpowiednich środków minimalizujących skutki budowy zmiany bentosu są w dużej mierze odwracalne.

### **Wpływ morskich farm wiatrowych na ichtiofaunę Bałtyku**

Bałtycka ichtiofauna jest stosunkowo uboga, obejmuje ok. 26 gatunków ryb morskich, uzupełnionych o kilka gatunków anadromicznych (np. łosoś, troć wędrowną) i katadromicznych (węgorz), a także ryby słodkowodne, które czasowo lub sezonowo występują w wodach przybrzeżnych. Zróżnicowanie gatunkowe jest mniejsze w porównaniu z wodami oceanicznymi ze względu na niskie zasolenie i specyfikę środowiska.

Obszary przybrzeżne, zatoki oraz estuaria stanowią kluczowe miejsca rozrodu, żerowania i schronienia dla wielu gatunków, zwłaszcza młodych stadiów rozwojowych. Gatunki, takie jak dorsz (*Gadus morhua*), śledź (*Clupea harengus*), szprot (*Sprattus sprattus*), węgorz europejski (*Anguilla anguilla*) oraz różne płastugi są szczególnie ważne pod względem ekologicznym, jak również gospodarczym.

Morskie farmy wiatrowe, lokalizowane często w rejonach przybrzeżnych, mogą wpływać na ryby zarówno w trakcie budowy, jak i eksploatacji. Prace budowlane generują hałas i wibracje, które mogą zaburzać orientację i powodować tymczasowe wycofanie się ryb z danego obszaru. Zwłaszcza w trakcie palowania fundamentów dźwięki impulsowe o dużym natężeniu mogą powodować uszkodzenia narządu słuchu oraz stres.

Obecność stałej infrastruktury może natomiast wpływać na zachowania migracyjne i żerowe ryb, powodując np. unikanie lub przyciąganie niektórych gatunków. Kablowe instalacje podwodne emitują pola elektromagnetyczne, które, choć stosunkowo słabe, mogą

oddziaływać na ryby posiadające narządy wrażliwe na pole magnetyczne, co może zakłócać ich orientację przestrzenną i zachowania migracyjne.

Ciekawym efektem jest ograniczenie intensywności połowów w obrębie farm wiatrowych, co może prowadzić do lokalnej poprawy stanu populacji ryb i zwiększenia biomasy, tworząc poniekąd „strefy ochronne” funkcjonujące jako swoiste sztuczne rezerwy.

Monitoring prowadzony na obszarze Bałtyku II potwierdza dominację ryb pelagicznych, takich jak szprot, śledź i dorsz, a także obecność ichtioplanktonu świadczącego o aktywności tarlisk. Należy jednak przeprowadzić długofalowe badania, aby w pełni ocenić wpływ morskich farm wiatrowych na populacje ryb, zwłaszcza w kontekście zmian klimatycznych i antropogenicznych.

### **Oddziaływanie morskich farm wiatrowych na awifaunę Bałtyku**

Ptaki morskie polskich wód Bałtyku to zróżnicowana grupa, obejmująca gatunki lęgowe, zimujące i migrujące. Pełnią one istotne funkcje ekologiczne, będąc drapieżnikami, konsumentami organizmów wodnych oraz ważnymi uczestnikami biogeochemicznych cykli, np. transferu energii i składników odżywczych między środowiskiem lądowym i morskim. Obszary planowanych morskich farm wiatrowych często pokrywają się z ważnymi siedliskami ptaków, w tym miejscami lęgowymi, rewirami żerowania i głównymi korytarzami migracyjnymi.

Oddziaływanie farm wiatrowych na awifaunę jest wielowymiarowe. Najistotniejszym zagrożeniem są kolizje ptaków z obracającymi się łopatomy turbin, które mogą powodować znaczące straty osobnicze, zwłaszcza u gatunków latających na niższych wysokościach lub podczas złych warunków pogodowych. Ponadto obecność farm wpływa na jakość i dostępność siedlisk, np. przez fragmentację środowiska, zmiany w strukturze roślinności przybrzeżnej czy zakłócenia miejsc żerowania. Hałas generowany przez turbiny i związane z obsługą jednostki serwisowe może prowadzić do stresu, zmiany zachowań czy unikania obszarów przez ptaki. Zakłócenia tras migracyjnych, szczególnie w okresach wiosennych i jesiennych przelotów, mogą skutkować zmianami w rozkładzie przestrzennym populacji i obniżeniem skuteczności migracji.

Ważnym czynnikiem ograniczającym negatywne oddziaływania jest specyfika gatunkowa ptaków – niektóre gatunki wykazują większą zdolność unikania turbin, podczas gdy inne są bardziej podatne na kolizje [22]. Wysokość turbin, ich lokalizacja względem głównych korytarzy migracyjnych oraz okresy roku o największej aktywności ptaków stanowią kluczowe zmienne w planowaniu i eksploatacji farm wiatrowych. W praktyce stosuje się różnorodne środki zaradcze, takie jak wyłączanie turbin podczas szczytowej migracji lub złych warunków atmosferycznych, a także projektowanie farm tak, aby minimalizować interferencję z najważniejszymi obszarami zasiedlanymi przez ptaki. Prowadzenie monitoringu przed i po inwestycji pozwala na ocenę zmian w liczebności, zachowaniach oraz rozmieszczeniu ptaków, a także adaptację strategii zarządzania.

### **Akustyczne i behawioralne skutki instalacji farm wiatrowych dla fok i morświnów**

W polskich wodach Bałtyku głównymi przedstawicielami ssaków morskich są foki pospolite (*Phoca vitulina*) oraz morświny (*Phocoena phocoena*). Są to gatunki szczególnie wrażliwe na zmiany akustyczne i mechaniczne w środowisku, gdyż ich zdolności nawigacyjne, komunikacyjne oraz żerowe opierają się na precyzyjnej percepcji dźwięków i wibracji.

Budowa farm wiatrowych generuje intensywne impulsy akustyczne, zwłaszcza podczas instalacji fundamentów (np. palowanie), które mogą prowadzić do chwilowej utraty słuchu, zakłóceń orientacji przestrzennej oraz reakcji stresowych u ssaków. W fazie eksploatacji emisja hałasu jest mniejsza, lecz ciągła, co może powodować długotrwałe zmiany w zachowaniach zwierząt, takie jak unikanie obszarów o podwyższonym poziomie dźwięków, zmiany tras migracyjnych czy przerwę w żerowaniu. W skrajnych przypadkach prowadzi to do ograniczenia dostępu do dotychczas wykorzystywanych siedlisk i obniżenia skuteczności zdobywania pokarmu, co wpływa na kondycję i przeżywalność populacji.

Zakres i intensywność tych oddziaływań zależą od rodzaju wykonywanych prac, ich czasu trwania oraz odległości od kluczowych siedlisk ssaków morskich. Wrażliwość gatunków różni się także ze względu na ich biologię i ekologię, np. morświny są bardziej czułe na hałas impulsowy niż foki.

Aby ograniczyć negatywne skutki, stosuje się różne strategie ochronne, takie jak: ograniczanie palowania do okresów o niskiej aktywności ssaków, wyznaczanie stref buforowych wokół siedlisk, monitorowanie obecności zwierząt za pomocą detektorów akustycznych oraz wdrażanie technologii ograniczających hałas (np. systemów amortyzacji dźwięku) [17, 22]. Wprowadzanie okresów ochronnych, w których prace budowlane są wstrzymywane, pozwala na zmniejszenie stresu i ryzyka zaburzeń zachowań ssaków morskich.

### **Wnioski**

W ostatnich latach morska energetyka wiatrowa rozwija się w szybkim tempie, co wiąże się ze wzrostem nakładów inwestycyjnych i intensyfikacją działań infrastrukturalnych. Głównym wyzwaniem pozostaje jednak pogodzenie celów gospodarczych z koniecznością ochrony wrażliwych ekosystemów morskich, zwłaszcza na obszarach o wysokiej wartości przyrodniczej, takich jak Morze Bałtyckie. Ze względu na specyficzne warunki hydrologiczne i ograniczoną bioróżnorodność Bałtyk jest szczególnie podatny na zakłócenia związane z działalnością człowieka. Na polskich wodach terytorialnych występują rzadkie i chronione gatunki, których obecność należy uwzględnić już na etapie planowania lokalizacji farm wiatrowych, zwłaszcza na obszarach o podwyższonym ryzyku, takich jak Ławica Słupska. Największe oddziaływanie budowy turbin dotyczy bentosu i organizmów wodnych, szczególnie w fazie instalacji, jednak wpływ ten ma charakter krótkotrwały, a po zakończeniu prac konstrukcje podwodne mogą pełnić funkcję nowych siedlisk, wspierając lokalną faunę.

Choć ssaki morskie rzadziej pojawiają się w rejonach inwestycji, hałas towarzyszący pracom budowlanym może wywoływać u nich stres. W przypadku awifauny ryzyko kolizji z turbinami uznaje się za stosunkowo niewielkie, choć potencjalnie niebezpieczne jest oświetlenie instalacji oraz realizacja projektów w czasie migracji. Stosowanie odpowiednich środków zaradczych, takich jak czasowe wyłączanie turbin po wykryciu ptaków lub optymalne rozmieszczenie konstrukcji, skutecznie ogranicza to zagrożenie. Dodatkowo rygorystyczne regulacje środowiskowe oraz procedury awaryjne minimalizują ryzyko wycieków substancji niebezpiecznych, co wzmacnia bezpieczeństwo ekologiczne farm. Wyniki dotychczasowych badań wskazują, że wpływ morskich farm wiatrowych na środowisko Morza Bałtyckiego jest umiarkowany i możliwy do kontrolowania, co stwarza warunki dla dalszego, zrównoważonego rozwoju tego sektora.

Aktualne obserwacje i analizy wskazują, że mimo wyzwań związanych z lokalizacją oraz eksploatacją morskich farm wiatrowych możliwe jest zrównoważone prowadzenie inwestycji przy jednoczesnym minimalizowaniu negatywnych skutków dla ekosystemów. Potwierdzają to następujące wnioski:

- lokalizacja morskich farm wiatrowych powinna być planowana z uwzględnieniem ochrony cennych siedlisk oraz chronionych gatunków, ze szczególnym naciskiem na obszary o wysokiej wartości przyrodniczej, takie jak Natura 2000;
- największy negatywny wpływ na bentos i faunę wodną występuje podczas instalacji fundamentów, jednak krótki czas trwania tego etapu umożliwia ograniczenie trwałych szkód środowiskowych;
- po zakończeniu budowy struktury fundamentów morskich farm wiatrowych mogą pełnić funkcję sztucznych siedlisk, sprzyjając odbudowie i wzbogaceniu lokalnej bioróżnorodności;
- wpływ hałasu i wibracji na ssaki morskie pozostaje obszarem wymagającym dalszych badań, jednak zaleca się stosowanie technologii oraz procedur minimalizujących stres tych zwierząt;
- główne zagrożenia dla awifauny, szczególnie ptaków migrujących, wynikają z oświetlenia i lokalizacji farm na trasach migracji; efektywne metody ochrony obejmują czasowe wyłączanie turbin oraz odpowiednie rozmieszczenie konstrukcji w celu zmniejszenia ryzyka kolizji;
- wprowadzenie rygorystycznych procedur zapobiegania i szybkiego reagowania na awarie, zwłaszcza związane z potencjalnymi wyciekami olejów, jest kluczowe dla ochrony środowiska morskiego przed zanieczyszczeniami;
- aktualne badania wpływu morskich farm wiatrowych na środowisko morskie cechuje ograniczony horyzont czasowy, co wprowadza niepewność dotyczącą długoterminowych konsekwencji ich działania, dlatego też konieczne jest prowadzenie dalszych, długofalowych obserwacji i analiz.

## Literatura

1. Ang T.Z., Salem M., Kamarol M., Das H.S., Nazari M.A., Prabakaran N. *A comprehensive study of renewable energy sources: classifications, challenges and suggestions*. Energy Strategy Reviews 2022; 43: 100939.
2. Ma X., Li M., Li W., Liu Y. *Overview of offshore wind power technologies*. Sustainability 2025; 17(2): 596.
3. Kostrzewa M. *Preliminary Baltic Sea wind resource assessment by means of mesoscale and empirical data utilization*. Energy Policy Journal 2018; 21(4): 21–42.
4. Wojtaszek H., Borowski P.F., Handschke M., Miciuła I., Stecyk A., Bielawa A., Ozdyk S., Kowalczyk A., Czepło F. *Wind energy in transition: development, socio-economic impacts, and policy challenges in Europe*. Energies 2025; 18(11): 2811.
5. Budzyński J., Eriksen M., Garbaczuk M., Grzelak M., Irzabek J., Kisiel M., Kopka T., Mierzwiński M., Orlikowska M., Pedersen M., Rydel W., Saxlund P., Taranko D., Tomaszewski K., Wasiewski B. *Powering Europe together – Poland's role in the offshore wind future*. Polish Investment & Trade Agency, PFR Group, Gdańsk 2025.
6. González J.S., Lacal-Arántegui R. *A review of regulatory framework for wind energy in European Union countries: current state and expected developments*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2016; 56: 588–602.
7. deCastro M., Salvador S., Gómez-Gesteira M., Costoya X., Carvalho D., Sanz-Larruga F.J., Gimeno L. *Europe, China and the United States: three different approaches to the development of offshore wind energy*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019; 109: 55–70.
8. Wind Industry Hub. *Development of onshore and offshore wind industry in Poland. Building wind energy supply chain: action plan*. Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej, 2024.
9. Ciesławicz N., Pilarski K., Pilarska A.A. *Impact of offshore wind farms on the fauna of the Baltic Sea*. Journal of Ecological Engineering 2025; 26(4): 1–14.
10. Borg M., Collu M., Brennan F.P. *Offshore floating vertical axis wind turbines: advantages, disadvantages, and dynamics modelling state of the art*. Marine & Offshore Renewable Energy, London 26–27 September 2012.
11. Hand B., Cashman A. *Conceptual design of a large-scale floating offshore vertical axis wind turbine*. 9<sup>th</sup> International Conference on Applied Energy, ICAE2017, 21–24 August 2017, Cardiff, UK. Energy Procedia 2017; 142: 83–88.
12. Dyka I., Harasymiuk J. *Legal barriers to the development of onshore wind power plants and the design of wind turbine tower pile foundation*. Archives of Civil Engineering 2024; 70(1): 51–70.
13. Sobotka A., Chmielewski K., Rowicki M., Dudzińska J., Janiak P., Badyda K. *Analysis of offshore wind farm located on Baltic Sea*. E3S Web of Conferences, RDPE 2019; 137: 01049.
14. Esteban M.D., López-Gutiérrez J.S., Valdecantos V.N. *Offshore wind farms*. MDPI, Basel 2020.

15. Bakierowska A., Wojtaszek A., Kopiec J. *Ocena stanu środowiska polskich obszarów morskich Bałtyku na podstawie danych monitoringowych z roku 2019 na tle dziesięciolecia 2009–2018*. Inspekcja Ochrony Środowiska, Warszawa 2020.
16. Sánchez S., López-Gutiérrez J.S., Negro V., Esteban M.D. *Foundations in offshore wind farms: evolution, characteristics and range of use. Analysis of main dimensional parameters in monopile foundations*. *Journal of Marine Science and Engineering* 2019; 7(12): 441.
17. MFW Bałtyk III Sp. z o.o. *Morska farma wiatrowa Bałtyk III. Raport o oddziaływaniu na środowisko. Tom VI (Streszczenie w języku niespecjalistycznym)*. SMDI Doradztwo Inwestycyjne Sp. z o.o., Warszawa 2019.
18. Byrne B.W., Houlsby G.T. *Foundations for offshore wind turbines*. *Philosophical Transactions of the Royal Society A* 2003; 361(1813): 2909–2930.
19. Klucznik J. *Sterowanie napięciem pracy kabli eksportowych morskich farm wiatrowych*. *Przegląd Elektrotechniczny* 2024; 100(12): 37–41.
20. Brelik A., Nowaczyk P., Cheba K. *The economic importance of offshore wind energy development in Poland*. *Energies* 2023; 16(23): 7766.
21. Forastiero M., Gutiérrez R., Weschenfelder F., de Almeida E., Hernandez J.C. *Effects of offshore wind farms: environmental and social perspectives from Uruguay*. *Sustainability* 2024; 16(20): 9057.
22. Łazuga K. *Analysis of the impact of wind farm construction on the marine environment*. *Energies* 2024; 17(14): 3523.

## 5. Analiza potencjalnych negatywnych oddziaływań ze strony wielkoformatowego magazynu energii zlokalizowanego w bliskiej odległości od budynków mieszkalnych

---

Adam Mroziński

Politechnika Bydgoska im. Jana i Jędrzeja Śniadeckich, Wydział Inżynierii Mechanicznej

E-mail: adamroz@pbs.edu.pl

### Wprowadzenie

Z roku na rok rynek wielkoskalowych bateryjnych magazynów energii (*battery energy storage systems*, BESS) rozwija się w Europie oraz w ostatnich latach również w Polsce coraz dynamiczniej. Należy sobie zdawać sprawę, że coraz częściej takie magazyny będą usytuowane również w pobliżu centrów miast oraz terenów mieszkalnych. Lokalizacja taka ma kilka wad, do których należą np. obciążenie hałasem, zagrożenie pożarowe czy oddziaływanie elektromagnetyczne. Jednak ma również zalety, takie jak bilansowanie energii elektrycznej z obszarów najbardziej narażonych na obciążenie elektryczne, redukcja strat przesyłowych oraz optymalizacja produkcji energii ze źródeł odnawialnych usytuowanych blisko odbiorców [1–3].

Inwestycje w polskim sektorze magazynów energii wzrosną w dużej mierze dzięki projektom dużych magazynów energii, dla których inwestorzy zabezpieczyli kontrakty na rynku mocy. Analitycy europejskiego stowarzyszenia magazynowania energii szacują, że Polska w latach 2028–2029 może się stać europejskim liderem, jeśli chodzi o moc oddawanych do użytku sieciowych magazynów energii [1].

Czekające nas przyspieszenie w zakresie rozwoju BESS potwierdzają płynące z rynku informacje o planowanych inwestycjach. Pieniądze na ten cel Polska ma do wydania z unijnego funduszu modernizacji – Krajowego Planu Odbudowy, a także z regionalnych programów operacyjnych dla poszczególnych województw. Ostatnio rozpoczęto budowę magazynu energii na Pomorzu (inwestycja PGE). Magazyn energii w Żarnowcu, o mocy ok. 262 MW i pojemności 981 MWh, ma być gotowy za 2 lata i po wybudowaniu będzie jednym z największych tego typu obiektów w Europie. Rozpoczęto też inwestycję w Turośni Kościelnej (200 MW / 800 MWh) i Nowej Wsi Elckiej (200 MW / 800 MWh) [4].

W niniejszej pracy przeprowadzono analizę formalno-prawną w zakresie lokalizacji wielkoskalowych magazynów energii w Polsce. Dokonano przeglądu technologii i procedur ograniczających zagrożenia oraz konflikty społeczne dotyczące BESS oraz zaproponowano wytyczne w zakresie minimalizacji potencjalnych konfliktów i zagrożeń na etapie projektowania i eksploatacji takich systemów. Na bazie wykonanych dotychczas badań i analiz jako główne czynniki negatywne wskazano hałas oraz zagrożenie pożarowe [5, 6].

## Wielkoskalowe magazyny energii na obszarach miejskich

Systemy magazynowania energii typu BESS nie będą budowane tylko przy instalacjach odnawialnych źródeł energii (OZE). Coraz częściej są lokalizowane na obszarach miejskich, co wynika z kilku kluczowych czynników. Pierwszym z nich jest fakt, że obszary miejskie charakteryzują się największym zapotrzebowaniem na energię. Mieszka tam wiele osób na stosunkowo niewielkiej powierzchni, w porównaniu np. z obszarami wiejskimi, a co się z tym wiąże każdy dom / mieszkanie generuje zapotrzebowanie na energię ze względu na oświetlenie, ogrzewanie, klimatyzację i inne zasilania urządzeń elektrycznych [1, 2].



**Rysunek 5.1.** Zainteresowani magazynowaniem energii elektrycznej – atuty magazynowania energii w każdym przypadku

Źródło: [2]

Dodatkowo w obszarach miejskich skupia się największa liczba biur, sklepów czy restauracji, a także infrastruktura techniczna, w której skład wchodzi obiekty użyteczności publicznej, szpitale czy urzędy, które charakteryzują się większym zapotrzebowaniem na energię (rysunek 5.1). Umieszczenie BESS w pobliżu odbiorców zmniejsza straty przesyłowe i poprawia stabilność sieci. Straty energii występują w trakcie przesyłania energii elektrycznej na duże odległości, głównie w formie strat cieplnych. W przypadku zlokalizowania magazynów niedaleko odbiorców straty przesyłowe są w ten sposób wykluczane ze względu na mniejszą odległość od magazynu do odbiorców. Dodatkowo lokalne magazyny mogą działać odciążająco dla głównych linii przesyłowych w czasie szczytowego zapotrzebowania. Zaletą tego rozwiązania jest również brak konieczności rozbudowy istniejącej infrastruktury, takiej jak sieci przesyłowe lub też budowanie nowych linii wysokiego napięcia czy transformatorów [2–4].

Instalacja BESS w miastach ma wiele zalet, gdyż korzystanie z magazynów energii pozwala osiągnąć kilka kluczowych korzyści, do których należą [2–4]:

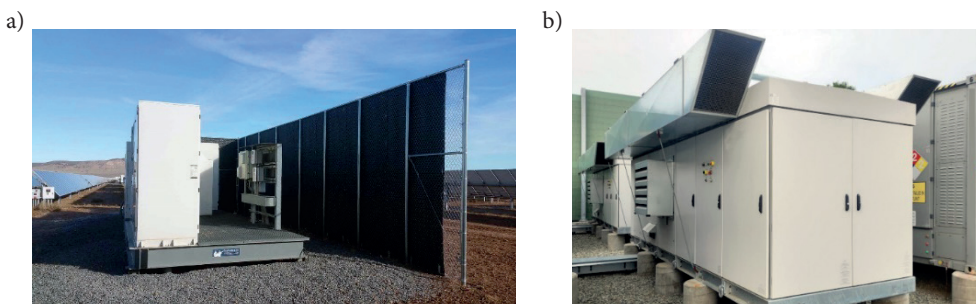
- lepsza stabilność i optymalizacja – magazyny energii wspierają inteligentne sieci w utrzymaniu równowagi między popytem a podażą, co zapewnia stabilną pracę systemu elektroenergetycznego;

- zwiększenie niezawodności – w przypadku centrów danych i wirtualnych elektrowni, które wymagają ciągłego zasilania, BESS mogą działać jako awaryjne źródło energii, zwiększając bezpieczeństwo energetyczne;
- większa elastyczność – dzięki BESS miasta mogą lepiej i szybciej dostosowywać się do zmian w zapotrzebowaniu, co pozwala na bardziej efektywne zarządzanie energią.

### Hałas w systemach wielkoskalowych magazynów energii

Główną przyczyną hałasu w BESS są wewnętrzne mechanizmy chłodzące – mianowicie wentylatory (systemy chłodzące), które zapobiegają przegrzaniu i awariom wewnętrznym. Ogniwa akumulatorowe wytwarzają znaczną ilość ciepła podczas ładowania i rozładowywania, dlatego niezwykle ważne jest, aby w BESS istniała możliwość obniżenia wysokich temperatur. Wentylatory są niezbędne w każdym BESS, ponieważ zapewniają wydajność operacyjną, trwałość i bezpieczeństwo [1, 2].

Istnieje wiele możliwości działań zarówno na etapie projektowania, jak i na etapie eksploatacji, aby zabezpieczyć się przed hałasem ze strony BESS. Możliwe są odpowiednie ustawienie poszczególnych kontenerów BESS (optymalizacja projektu) oraz zmiana orientacji sprzętu (wyloty wentylatorów) w celu skierowania dźwięku z dala od domów. Na etapie modelowania hałasu można określić ilościowo jego redukcję, którą można osiągnąć poprzez zastosowanie ekranów dźwiękochłonnych. W skrajnych przypadkach, już zrealizowanej inwestycji, stosuje się również niestandardowe tłumiki hałasu zamontowane na wentylatorach chłodzących. Tłumiki wentylatorów akumulatorowych często są wyposażone w kanały wyłożone pianką akustyczną pochłaniającą hałas, a także w żaluzje akustyczne zamontowane na końcu wylotu (rysunek 5.2) [1].

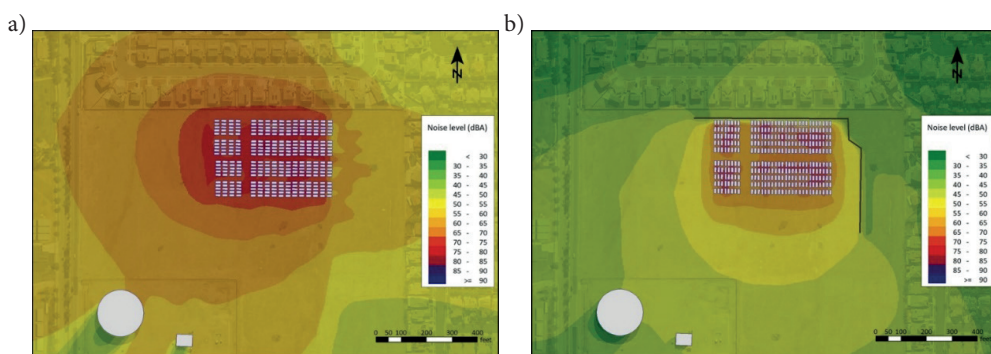


**Rysunek 5.2.** Przykład wdrożenia środków zaradczych przeciw nadmiernemu hałasowi poprzez zastosowanie ścian dźwiękochłonnych (a) oraz tłumików (b)

*Źródło: fot. własne*

Wiele dyrektyw dotyczących hałasu, takich jak np. rozporządzenie Departamentu Ochrony Środowiska Stanu Massachusetts w USA, stanowi, że poziom dźwięku w obiekcie nie może przekraczać progu powyżej warunków otoczenia. Poziomy dźwięku otoczenia należy ustalić przed realizacją projektu lub w momencie całkowitego wyłączenia BESS.

Tak samo jest w Wielkiej Brytanii. W ramach wniosku planistycznego ocena hałasu dla BESS musi uwzględniać najgorszy scenariusz, a mianowicie cały okres ładowania / rozładowywania mocy. Lokalne władze odpowiedzialne za planowanie w Wielkiej Brytanii zazwyczaj wymagają przeprowadzenia ocen oddziaływania hałasu zgodnie z brytyjską normą British Standard BS4142:2014+A1:2019 – Methods for rating and assessing industrial and commercial sound (BS4142). Ogólnie zakłada się, że powszechnie przyjęty limit hałasu to różnica nie większa niż 5 dB powyżej dominującego tła. W Polsce również istnieją firmy wykonujące tego typu specjalistyczne analizy. Korzystają one z aplikacji SON2 lub SoundPLAN Essential. Dzięki temu możliwe są opis i interpretacja wykonanych analiz (rysunek 5.3) [2, 5, 6].

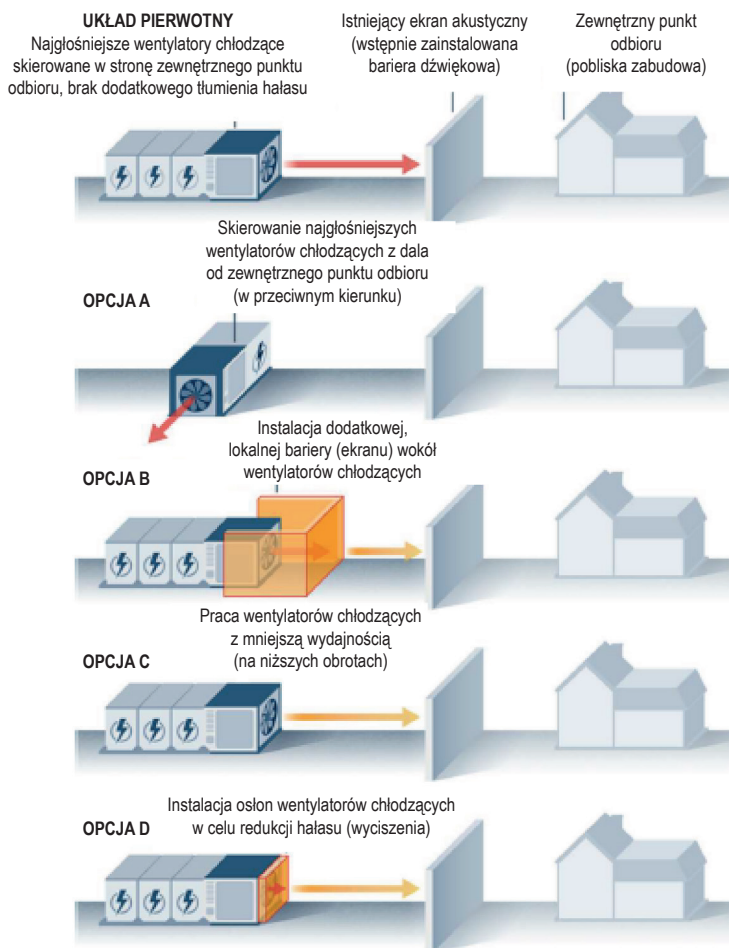


**Rysunek 5.3.** Przewidywane poziomy hałasu (*noise level*) dla optymalizowanego obiektu typu BESS (scenariusz bez ograniczeń hałasu – przekroczenia norm) (a) oraz przewidywane poziomy hałasu w obiekcie BESS po zastosowaniu środków ograniczenia hałasu (b)

Źródło: [5]

Projektowanie środków ograniczenia hałasu dla obiektu BESS jest procesem iteracyjnym. Jeżeli oczekuje się, że początkowy projekt i rozmieszczenie urządzeń wytwarzających hałas przekroczą odpowiednie limity hałasu, wówczas inwestor powinien się spodziewać sugestii dotyczących obniżenia przewidywanej emisji dźwięku z całego obiektu [5, 6].

Czasami wskazane jest dokonanie pomiaru poziomu dźwięku we wrażliwych receptorach po całkowitym ukończeniu budowy obiektu (na etapie jego eksploatacji), aby wykazać zgodność z przepisami dotyczącymi hałasu. Odbywa się to zazwyczaj w nocy, gdy poziom hałasu otoczenia jest minimalny i może obejmować włączanie oraz wyłączanie całego sprzętu BESS na pewien czas, aby w pełni scharakteryzować całkowitą emisję dźwięku w obiekcie narażonym na oddziaływanie BESS (rysunek 5.4) [5, 6].



**Rysunek 5.4.** Przykłady zastosowania różnych strategii podczas ograniczenia hałasu w obiektach BESS

*Źródło:* opracowanie na podstawie [2]

## Zagrożenie pożarowe w systemach wielkoskalowych magazynów energii

Przez ostatnie kilka lat producenci BESS skupili się na bezpieczeństwie przeciwpożarowym i uwzględnili wnioski wyciągnięte z wydarzeń związanych z zapaleniami i pożarami tych systemów. W wyniku ciągłych ulepszeń obiekty akumulatorowe są uważane za bezpieczne. Mimo wypadków, które są „medialne”, technologia akumulatorów litowo-jonowych używana w magazynach masowych energii jest wykorzystywana w milionach pojazdów elektrycznych na całym świecie i jest bardzo bezpieczna. Wynika to z postępu w zakresie chemii akumulatorów oraz z zastosowanych protokołów bezpieczeństwa do zarządzania magazynami energii [6].

Požary związane z BESS mogą być spowodowane różnymi czynnikami, takimi jak niekontrolowane przegrzanie cel akumulatorów, wady produkcyjne, uszkodzenia akumulatorów i nieprawidłowa instalacja. Zjawisko tzw. *thermal runaway* to niebezpieczna reakcja łańcuchowa, która może wystąpić w bateriach litowo-jonowych, prowadząc do przegrzania, wytwarzania gazu, a nawet eksplozji. Może się to zdarzyć, gdy temperatura ogniwa wzrośnie powyżej progu krytycznego z powodu przeładowania, wysokiej temperatury otoczenia lub wewnętrznych zwarc. Po zainicjowaniu niekontrolowany wzrost temperatury może rozprzestrzenić się na inne ogniwa, prowadząc do kaskadowej awarii, którą trudno kontrolować [2, 3].

Najprostszą i najwcześniejszą interwencją jest efektywne zarządzanie baterią poprzez odpowiedni system. Jeśli system zarządzania baterią (*battery management system*, BMS) wykryje jakiegokolwiek nieprawidłowe warunki, wyłączy akumulator. Chroni to ogniwa przed uszkodzeniem. BMS zapewnia użytkownikowi końcowemu dwie ważne usługi. Po pierwsze, wydłuża żywotność akumulatora, utrzymując go w optymalnym stanie pracy, po drugie i co najważniejsze, BMS może podjąć działania mające na celu wyłączenie akumulatora, zanim osiągnie on punkt, w którym stanie się zagrożeniem dla bezpieczeństwa [2].

Jedną z najbardziej skutecznych metod dotyczących ograniczenia szkód spowodowanych pożarem i zachowania bezpieczeństwa BESS jest wybrana metoda wykrywania i gaszenia pożaru. Dostępne są różne opcje wykrywania umożliwiające identyfikację etapów prowadzących do niekontrolowanej utraty ciepła włącznie, takie jak wzrost temperatury, gazy wylotowe, dym i płomień. Stosuje się również bardzo skuteczne metody gaszenia oparte na rozpyleniu czystego środka lub wody bezpośrednio na uszkodzone ogniwo w obudowie akumulatora, co zapobiega rozprzestrzenianiu się ognia na inne ogniwa. Czysty środek lub woda są gromadzone w specjalnych zbiornikach. W przypadku już rozwiniętego pożaru wdraża się systemy, które zapewniają kontrolę emisji gazów po wybuchu BESS [5, 6].

Poprawa jakości i bezpieczeństwa systemów magazynowania energii wynika z konkurencji na rynku. Kwestie bezpieczeństwa magazynów energii różnią się jednak cały czas w zależności od producentów, przede wszystkim jeśli chodzi o ochronę przeciwpożarową. O ile obecnie standardem na rynku jest wykorzystywanie ogniwo  $\text{LiFePO}_4$  oraz w większości przypadków kontenerów bateryjnych chłodzonych cieczą, to same zabezpieczenia przeciwpożarowe urządzeń nie będą sprawą zawsze oczywistą. Większość producentów stosuje standardowo czujniki CO + H oraz butle gaśnicze w kontenerze. Wielu producentów wykorzystuje już standardowo dodatkowo m.in. [5–7]:

- aerozol gaśniczy na poziomie modułu baterijnego, który w wyniku podwyższonej temperatury zacznie gasić moduł, ograniczając ryzyko rozprzestrzeniania się ognia;
- zawór ochronny, który dzięki rozszczelnieniu pod wpływem wysokiego ciśnienia redukuje ryzyko wybuchu modułu;
- zawór umożliwiający wprowadzenie wody przez straż pożarną bezpośrednio do kontenera.

## Normy dotyczące hałasu oraz bezpieczeństwa pożarowego BESS

Najbardziej zaawansowane normy w zakresie bezpieczeństwa pożarowego zaczęły powstawać w USA. Amerykańska norma National Fire Protection Association (NFPA 855) zawiera regulacje dotyczące instalacji stacjonarnych systemów magazynowania energii w zakresie bezpieczeństwa pożarowego i jest w trakcie przeglądu, a jej aktualizacja ma się ukazać w 2026 r. Norma ta określa minimalne wymagania dotyczące łagodzenia zagrożeń związanych z BESS. Definiuje ona parametry dotyczące projektowania, budowy, instalacji, uruchomienia, obsługi, konserwacji i wycofania z użytkowania BESS.

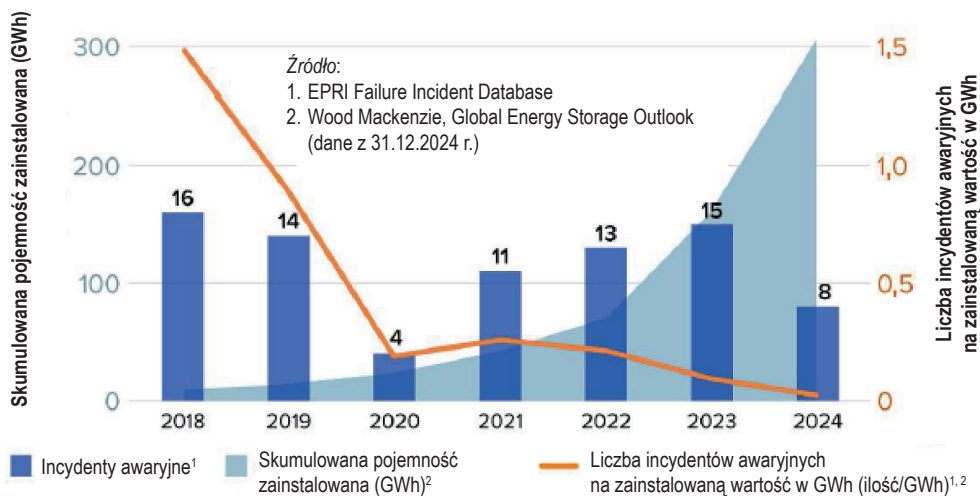
Norma NFPA 855 dotycząca instalacji stacjonarnych systemów magazynowania energii po raz pierwszy pojawiła się w 2020 r. i trwają prace nad jej przyjęciem jako standardu w Unii Europejskiej. Bezpieczeństwo pożarowe BESS opisane jest oczywiście w międzynarodowych przepisach International Fire Code – International Code Council (ICC). Przepisy te są zharmonizowane pod względem treści z NFPA 855, choć norma ta jest jednak zdecydowanie bardziej restrykcyjna i ewaluuje. W wielu krajach dokonuje się w tym zakresie bardzo szczegółowych ustaleń. Producenci BESS starają się, aby spełniać wymogi tej normy [8–10].

W Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej obowiązują regulacje prawne, które precyzyjnie ograniczają poziom hałasu w otoczeniu, zwłaszcza w pobliżu obszarów zamieszkałych. Dopuszczalne wartości hałasu na terenach mieszkaniowych różnią się w zależności od pory dnia. Dopuszczalne normy w Polsce powinny być zgodne z aktualnym rozporządzeniem Ministerstwa Klimatu i Środowiska [11].

## Wnioski

Dotychczasowe analizy w zakresie istniejących instalacji wielkoskalowych magazynów energii wyraźnie wskazują, że spada awaryjność tych systemów. Mimo doniesień medialnych o pożarach inwestycji w USA czy Australii branża zmierza w kierunku budowy systemów o wysokim poziomie bezpieczeństwa. Przykładem są zaawansowane rozwiązania w zakresie bezpieczeństwa pożarowego, jak również rozwój norm i certyfikatów z tego zakresu. Podobne dyskusje dotyczą bezpieczeństwa pożarowego samochodów elektrycznych, jak również instalacji fotowoltaicznych w obiektach domowych.

Electric Power Research Institute (EPRI) z Palo Alto w Kalifornii w USA prowadzi bazę danych o awariach systemów magazynowania energii w akumulatorach – BESS Failure Event Database. Prace tej instytucji uważane są za pierwsze publicznie dostępne analizy dotyczące awarii BESS. EPRI opiera się w dużej mierze na bazie incydentów awarii BESS i analizuje przyczyny źródłowe szeregu zdarzeń wprowadzonych do bazy. Dotychczas przeanalizowane dane wskazują, że bezpieczeństwo tych systemów stale rośnie, a liczba awarii maleje (rysunek 5.5) [6].



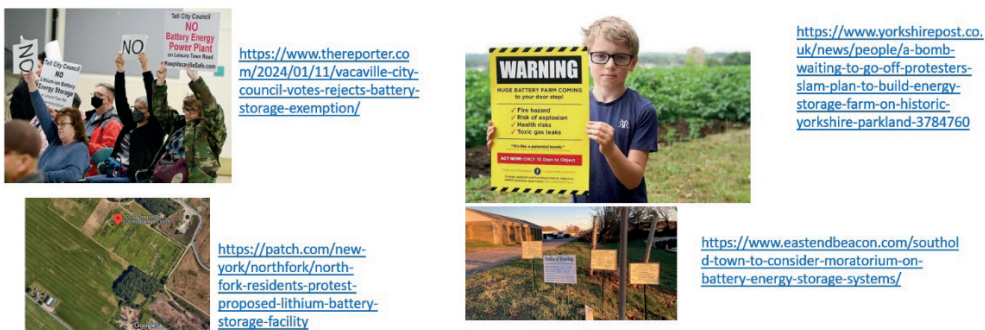
**Rysunek 5.5.** Wskaźnik awaryjności BESS wg Electric Power Research Institute (EPRI)

Źródło: opracowanie na podstawie [5, 6]

Niniejsza analiza zagrożeń wynikających z zastosowania magazynów energii w obszarach zurbanizowanych wymaga przeprowadzenia wielokryterialnej oceny, w której priorytetowo zostaną określone warunki korzystne pod względem ekonomicznym i środowiskowym oraz społecznym. Dlatego też niezbędne są realne konsultacje i dobra komunikacja ze wszystkimi stronami / organami związanymi z inwestycją w BESS, takimi jak [2, 5, 6]:

- inwestor w system BESS;
- producent systemu BESS;
- gmina odpowiedzialna za przygotowanie planu zagospodarowania przestrzennego, na której terenie realizowana jest inwestycja;
- mieszkańcy, którzy mieszkają w pobliżu planowanej inwestycji;
- instytucje eksperckie (stowarzyszenia branży magazynowania energii) oceniające projekt;
- instytucje wydające stosowne opinie normatywne / ustawowe: regionalna dyrekcja ochrony środowiska, straż pożarna;
- instytuty oceniające zgodność z normami w zakresie hałasu itp.

W przeciwnym razie potencjalnej inwestycji grożą protesty zaniepokojonych mieszkańców. Odnotowuje się już przykłady protestów społeczności lokalnych w USA czy Wielkiej Brytanii, które dotyczą najczęściej zagrożeń pożarowych (rysunek 5.6). Tego typu inicjatywy zaczynają się pojawiać również w Polsce [2, 5].



Rysunek 5.6. Przykłady protestów społecznych dotyczących lokalizacji BESS w Europie oraz USA

Źródło: [2, 5]

Należy zauważyć, że firmy z branży w Europie podkreślają, że przeprowadzenie poprawnej procedury deweloperskiej, uwzględniającej wytyczne dotyczące analiz (symulacji) zagrożeń ze strony obciążenia hałasem oraz zagrożenia pożarowego, w większości przypadków ogranicza protesty społeczne do zera.

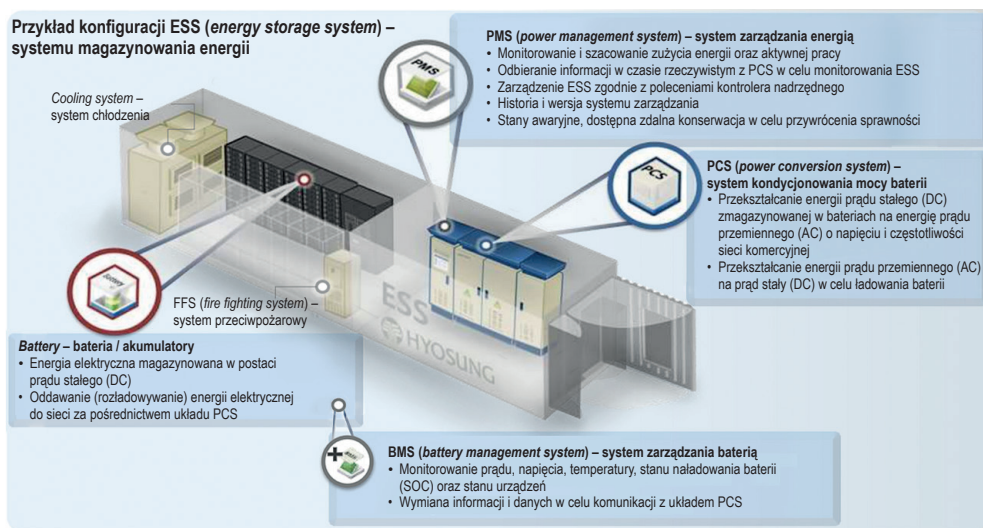
Wysiłki branży magazynowania energii, mające na celu poprawę bezpieczeństwa BESS w okresie szybkiego rozwoju wdrożeń na świecie doprowadziły do gwałtownego spadku wskaźnika awaryjności tego typu systemów, choć zagrożenia, szczególnie pożarowe, oczywiście cały czas istnieją. Wszystkie etapy „cyklu życia” BESS znacząco przyczyniają się do zachowania bezpieczeństwa i muszą być rygorystycznie zaprojektowane i starannie przetestowane.

Współczesne systemy wielkoskalowych magazynów energii działają w sposób ciągły i zautomatyzowany. Kontener BESS jest bardzo złożonym urządzeniem. Zawiera szereg wewnętrznych z informatyzowanych systemów, takich jak:

- baterie – to „serce” systemu, magazynujące energię elektryczną; mogą to być różne typy akumulatorów, takie jak litowo-jonowe, które wymagają precyzyjnej kontroli warunków pracy;
- system zarządzania baterią (*battery management system*, BMS) – odpowiada za monitorowanie i zarządzanie stanem baterii, w tym napięciem, prądem, temperaturą i stanem naładowania; zapobiega przeładowaniu, nadmiernemu rozładowaniu i innym niebezpiecznym sytuacjom, które mogłyby uszkodzić baterie lub spowodować zagrożenie;
- system zarządzania energią (*power management system*, PMS) – zarządza przepływem energii w systemie, decydując, kiedy ładować i rozładowywać baterie, aby zoptymalizować ich efektywność i niezawodność;
- system kondycjonowania mocy baterii (*power conversion system*, PCS) – zarządza konwersją prądu stałego (DC) z baterii na prąd zmienny (AC) do zasilania sieci i odwrotnie, umożliwiając dwukierunkowy przepływ energii;

- system chłodzenia – zapobiega przegrzewaniu się baterii i innych elementów, co jest kluczowe dla ich wydajności i bezpieczeństwa;
- system gaszenia / tłumienia pożaru (*fire suppression system*, FSS) – ma na celu szybką reakcję w przypadku wykrycia pożaru i zapobieganie jego rozprzestrzenianiu się.

Stopień skomplikowania systemu wielkoskalowych magazynów energii przedstawiono na rysunku 5.7 [2, 5].



**Rysunek 5.7.** Przykład budowy systemu wielkoskalowych magazynów energii

*Źródło:* opracowanie na podstawie [2, 5]

Mimo złożoności BESS są projektowane z naciskiem na bezpieczeństwo. Wiele zabezpieczeń i systemów monitorowania jest wbudowanych w BESS, aby zapobiegać awariom i reagować na nieprawidłowości. W przypadku wykrycia zagrożenia systemy automatycznie wyłączają się lub podejmują odpowiednie działania, aby zminimalizować ryzyko. Regularne przeglądy i konserwacja są kluczowe dla utrzymania bezpieczeństwa oraz niezawodności BESS.

W tabeli 5.1 przedstawiono treści zawierające obawy mieszkańców jednej z lokalizacji w USA. Oczywiście wskazane zagrożenia są nadinterpretowane, jednak tym bardziej wskazuje to na konieczność uregulowań formalnych (przepisy zagospodarowania przestrzennego w miastach) oraz potrzebę prowadzenia konsultacji społecznych przed rozpoczęciem inwestycji [2, 5].

Lepiej zatem uczyć się na błędach innych. W Polsce mamy do czynienia z etapem początkowym inwestycji w tego typu technologie. Dodatkowo dużym problemem jest brak szczegółowych wytycznych, zwłaszcza w zakresie np. wymogów bezpieczeństwa pożarowego tych systemów, które już funkcjonują w USA czy w Europie.

**Tabela 5.1.** Przykład amerykańskiej (przetłumaczonej) strony internetowej zawierającej treści przeciwko instalacji BESS

Bezpieczeństwo	Jakość życia	Finanse
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Niekontrolowany wzrost temperatury w ogniwach może prowadzić do eksplozji i pożarów w ciągu kilku sekund.</li> <li>– Pożarów nie da się łatwo ugasić, dlatego najlepszą praktyką jest pozostawienie ich do wypalenia, co może zająć kilka dni, podczas gdy wszyscy w promieniu 1/4 do 1 mili zostaną ewakuowani, a w promieniu do 2 mil zapewnione zostanie schronienie.</li> <li>– Fala ciśnienia powstająca w wyniku wybuchu może uszkodzić pobliskie domy i wybić okna.</li> <li>– Podczas zjawiska termicznego uwalniają się toksyczne chemikalia, które są niebezpieczne dla zdrowia i domu.</li> <li>– Nawet działające systemy BESS są nowe, a średnio- i długoterminowy wpływ na środowisko, zdrowie pracowników oraz okolicznych mieszkańców jest nieznanym.</li> <li>– Osoby udzielające pierwszej pomocy są szczególnie narażone na ryzyko, ponieważ do reagowania na zdarzenia związane z BESS potrzebne są specjalny sprzęt i szkolenie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Obiekty BESS działają 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu.</li> <li>– Systemy HVAC (wentylatory) muszą czasami działać 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu, aby utrzymać temperaturę akumulatora i zapobiec przegrzaniu oraz niekontrolowanej utracie ciepła.</li> <li>– Urządzenia przetwarzające energię w BESS, podobnie jak falowniki, emitują ciągły szum.</li> <li>– BESS może wytwarzać dźwięki przypominające buczenie, które przenika przez ściany domów, powodując problemy z jakością życia osób znajdujących się w pobliżu obiektu.</li> <li>– Z powodu bezpieczeństwa i konieczności ciągłej obserwacji obiekty BESS muszą być odpowiednio oświetlone przez całą dobę.</li> <li>– W obiektach BESS zostaną zbudowane podstacje generujące dodatkowy hałas i światło.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Wartość nieruchomości spadnie o ~10–30% lub więcej w zależności od bliskości obiektu BESS.</li> <li>– Wielu operatorów BESS niechętnie inwestuje w zalecane rozwiązania, które pozwalają sprostać szybko zmieniającym się wymogom bezpieczeństwa i ochrony środowiska, bezpośrednio wpływającym na jakość życia mieszkańców w otoczeniu BESS.</li> <li>– Mieszkańcom nie przysługuje odszkodowanie, mogą jedynie pozwać spółki LLC operatora, stron trzecich i firmy produkujące akumulatory w przypadku awarii urządzeń.</li> <li>– Operatorzy zwykle zakładają lokalną spółkę LLC, aby uzyskać ochronę przed odpowiedzialnością, gdy coś pójdzie nie tak – mogą po prostu doprowadzić do bankructwa lokalnej spółki LLC, chroniąc jednocześnie swoją główną organizację.</li> </ul>

Źródło: opracowanie na podstawie [2, 5]

W niniejszej pracy przedstawiono przegląd nowoczesnych technologii stosowanych przez producentów BESS na świecie dotyczących minimalizowania negatywnego wpływu tych systemów. Zaprezentowane rozwiązania gwarantują bardzo duże bezpieczeństwo pożarowe oraz ograniczenia w zakresie generowanego hałasu nawet w przypadku BESS zlokalizowanych blisko obiektów mieszkalnych.

## Literatura

1. Energy Storage Europe. *EMMES 9.0 – March 2025*. <https://ease-storage.eu/publication/emmes-9-0-march-2025/> (dostęp: 8.07.2025).
2. Mroziński A. *Oddziaływania środowiskowe magazynów energii i konflikty społeczne a rozwój wielkoskalowych magazynów energii*. <https://pl.linkedin.com/pulse/oddzia%C5%82ywan%C5%9Brodowiskowe-magazyn%C3%B3w-energii-i-rozw%C3%B3j-adam-mrozi%C5%84ski-mkvxf> (dostęp: 8.07.2025).
3. Mroziński A. *Poradnik dobrych praktyk wdrażania instalacji odnawialnych źródeł energii*. Wydawnictwo Istudio.pl Arkadiusz Bartnik, Bydgoszcz 2015.
4. Pająk P. *Europejski rynek magazynów przyspiesza. Polska będzie jednym z liderów*. <https://www.gramzielone.pl/magazynowanie-energii/20309714/europejski-rynek-magazynow-przyspiesza-polska-bedzie-jednym-z-liderow> (dostęp: 8.07.2025).
5. Mroziński A. *BZ-51/2024/WIM – Analiza potencjalnych negatywnych oddziaływań ze strony wielkoformatowego magazynu energii zlokalizowanego w bliskiej odległości od budynków mieszkalnych*. Materiały własne, raport.
6. Mroziński A. *Bezpieczeństwo wielkoskalowych magazynów energii*. <https://vtac.com.pl/bezpieczenstwo-wielkoskalowych-magazynow-energii/> (dostęp: 8.07.2025).
7. Industrial Fire Protection (IFP). *What is direct injection?* <https://www.sevoifp.com/direct-injection> (dostęp: 8.07.2025).
8. Close J., Barnard J.E., Chew Y.M.J., Perera S. *A holistic approach to improving safety for battery energy storage systems*. *Journal of Energy Chemistry* 2024; 92: 422–439.
9. Electric Power Research Institute (EPRI). *Insights from EPRI's battery energy storage systems (BESS) failure incident database: analysis of failure root cause*. <https://www.epri.com/research/products/000000003002030360> (dostęp: 8.07.2025).
10. National Fire Protection Association (NFPA). *NFPA 855 – standard for the installation of stationary energy storage systems*. <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-855-standard-development/855> (dostęp: 8.07.2025).
11. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku*. Dz.U. 2007, nr 120, poz. 826. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20071200826> (dostęp: 8.07.2025).

## 6. Valorization of raw and pyrolyzed sewage sludge as soil amendments

---

Sihem Daassi, Ismail Trabelssi, Mohamed Ali Wahab

Water Research and Technology Center (CERTE) of Borej Cedria, Nabeul, Tunisia

E-mail: sihemdaassi06@gmail.com

### Introduction

Under the pressure of considerable needs and due to the increase in population and changing lifestyles, increasingly important needs for water are being felt, hence the use of recycling of wastewater not only for the supply of drinking water to humans and animals but also for agriculture and industry.

The increase in the number of wastewater treatment plants is accompanied by the production of significant quantities of sewage sludge. A major problem consists of finding a solution to eliminate these residues in the most economical conditions while respecting the constraints linked to environmental protection and public hygiene. Agricultural use constitutes one method of eliminating this sludge. However, this path to valorization faces increasingly significant challenges.

Regarding the sludge, their use is not widespread and remains limited to pilot plots [1]. The objective of the treatment is to reduce the volume of sludge produced, but also to valorize it through reuse for agricultural purposes, thus making it possible to enrich the soil without resorting to chemical fertilizers [2]. The three most common methods of sludge disposal are landfilling, incineration and valorization in the form of agricultural amendments. Other innovative disposal technologies such as pyrolysis, wet oxidation and gasification are also used [3].

The application of biochars as a soil amendment is a very old practice, which was discovered in the Amazon where very fertile black soils known as “*terra preta*” had significant levels of charcoal. Recently, biochar has received increased attention and in-depth study by scientists in various fields.

This is attributed to the availability of the biochar precursor, low cost, ease of preparation, high reactivity, ease of modification, and elimination of an environmental waste problem. Particularly, in water treatment applications, activated biochar is heavily used, as it is an economically feasible and environmentally friendly carbon material [4]. Biochar is often characterized by a high specific surface area and the presence of functional groups on the surface (hydroxyl, carboxyl, carbonyl and others) [5].

Due to the diversity of functional groups on the surface of biochars, they have been shown to have the ability to adsorb various nutrient ions, including nitrate, ammonium, potassium, manganese, and phosphate ions [6].

## Methodology

### Samples characterization

In our case, the urban sludge used comes from the Korba wastewater treatment plant. This wastewater treatment plants treats an average of 5917 m<sup>3</sup>/d and has an average load of 2366 kg BOD<sub>5</sub>/d. The water treatment process uses low-load activated sludge followed by maturation. Wastewater is mostly of domestic and industrial origin (70%) with (30%) of tourist origin.

The sludge was collected in drying basins at the plant until it reached a water content of around 10%. In the laboratory, the sludge was stored at 4°C and then analyzed for pH, conductivity, total phosphorus and total nitrogen.

### The characterization of the sludge

Table 6.1 of the sludge characterization shows that the sludge has a carbon content of 17% and a phosphorus content of around 40 mg/kg.

**Table 6.1.** Raw sewage sludge characterization

Parameter	Sewage sludge
pH	7.3
Conductivity [ $\mu$ s/cm]	544
Total phosphorus [mg/kg]	40
Total nitrogen [%]	0.0154
N [%]	1.50
C [%]	17.09
H [%]	2.60
S [%]	0.98
O [%]	77.83

Source: own work

### Biochar production

The sludge biochar used in this work was prepared at a temperature of 500°C with heating rate 10°C/minute.

### Biochar characterization

Table 6.2 presents the characterization of the sludge biochar. This characterization shows an increase in the total phosphorus content of the biochar compared with sewage sludge, and on the other hand, a decrease in total nitrogen content and carbon percentage for the sludge biochar.

**Table 6.2.** Biochar characterization

Parameter	Biochar (500)
pH	8.4
Conductivity [ $\mu\text{s}/\text{cm}$ ]	701
Total phosphorus [ $\text{mg}/\text{kg}$ ]	622
Total nitrogen [%]	0.0098
N [%]	0.63
C [%]	9.90
H [%]	0.33
S [%]	2.05
O [%]	87.09

Source: own work

### Incubation test

The aim of the controlled laboratory study is to monitor carbon mineralization in a sandy soil with different doses of soil improvers under controlled conditions.

Firstly, a first series of incubation tests in 250 mL bottles was carried out to study the effect of three different doses of 15, 30, and 45 t/ha of untreated sludge on soil carbon mineralization.

A second series to monitor the effect of waste sludge-based biochars on soil physico-chemical and biological properties. For each treatment, three incubation tests were carried out at a constant temperature of around  $25^{\circ}\text{C} \pm 2$  in the dark. The total incubation period was set at 14 weeks, during which four soil samples were taken at 1, 3, 6, and 14 weeks. Replicates were carried out.

### CO<sub>2</sub> dosage

The CO<sub>2</sub> released during incubation was periodically quantified by trapping it in a 10 mL 1N NaOH solution introduced into all bottles. The soda was then titrated with a 1N HCl solution in the presence of 4 mL 1N barium chloride (BaCl<sub>2</sub>) and phenolphthalein as a color indicator. Measurements of CO<sub>2</sub> released were taken after 1, 3, 6, and 12 weeks.

### Physicochemical analysis

Soil samples taken periodically during incubation underwent various analyses to study the evolution of the main parameters related to the impact of the amendments. For physico-chemical analyses, samples were air-dried in the laboratory, while fresh samples were used directly for biological characterization.

### Determination of hydrogen potential (pH)

The pH was measured in a soil-water suspension prepared from 10 g of soil and 25 mL of distilled water. This suspension was agitated for 2 hours, and after resting, the pH was measured using a pH meter (potentiometer).

### Electrical conductivity

Conductivity characterizes the resistance to the passage of current or heat through a material. For this purpose, a soil suspension (1:5) was prepared. After stirring for 2 hours, the electrical conductivity of the aqueous extract was measured using a conductivity meter.

### Total organic carbon

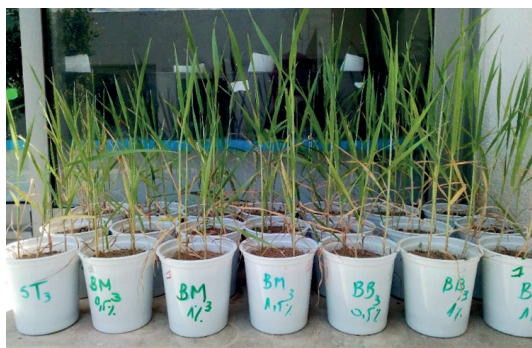
Total organic carbon (TOC) is determined using the Walkley and Black method, which enables us to quantify the organic matter (OM) present in the soil. This method is based on the oxidation of organic carbon by potassium dichromate  $K_2Cr_2O_7$  in a strongly acid medium, according to the following reaction:



0.5 g of dry soil are taken to which 5 mL of 1N potassium dichromate solution and 10 mL of concentrated sulfuric acid  $H_2SO_4$  are added under the hood. After 30 minutes' rest, 100 mL of distilled water are added, followed by 5 mL of orthophosphoric acid  $H_3PO_4$  and a few drops of diphenylamine. Next, excess  $K_2Cr_2O_7$  is titrated with ferrous sulfate  $FeSO_4 \cdot 7H_2O$  1N under continuous stirring until a bright green color is obtained.

### Wheat crop

To study the effect of sludge-based biochars on wheat growth, germinated Karim wheat grains were prepared on sterile filter paper soaked in autoclaved distilled water. After 3 days, the germinated seeds were grown in pots filled with 600 g of the same soil used in the incubation tests. The effect of three doses of 15, 30, and 45 t/ha of sludge biochars on wheat plant growth was studied and compared with the unamended control soil (Figure 6.1).



**Figure 6.1.** Actual image of the wheat crop as a function of the type of biochar added to the soil for doses of 15, 30, and 45 t/ha

Source: own work

## Results and discussion

### Effect of soil amendment dose on soil properties

The soil used in this study was from the Seliana region. Once brought to the laboratory, it was air-dried under cover, then sieved to 2 mm for the incubation test. The soil, the particle size analysis of which is given in Table 6.3, is a sandy soil with a basic pH and a TOC content of 1.07%.

**Table 6.3.** Soil characterization – sieve analysis

Fraction	En [%]
Clay (<2 $\mu\text{m}$ )	0.34
Silt (2–50 $\mu\text{m}$ )	3.53
Very fine sand (50–100 $\mu\text{m}$ )	2.77
Fine sand (100–250 $\mu\text{m}$ )	4.32
Medium sand (250–500 $\mu\text{m}$ )	24.6
Coarse sand (500–1000 $\mu\text{m}$ )	32.03
Very coarse sand (1000–2000 $\mu\text{m}$ )	24.5
Total sand (50–2000 $\mu\text{m}$ )	88.23
pH	8.5
CE [ $\mu\text{s}/\text{cm}$ ]	350
COT [%]	1.7

Source: own work

### Microbial respiration

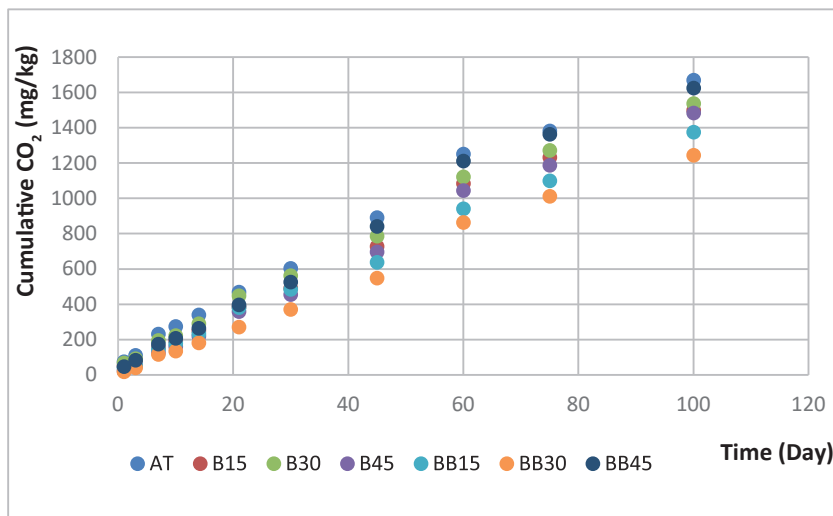
By monitoring the  $\text{CO}_2$  released during incubation, we can quantify the respiration of soil microbial populations and, indirectly, the biodegradability of soil OM. Microbial respiration is a good indicator of soil carbon mineralization [7].

Figure 6.2 shows the variation in accumulated  $\text{CO}_2$  released during mineralization of sludge and its derived biochars for doses of 15, 30, and 45 t/ha.

The addition of the amendments to the soil stimulated microbial activity, resulting in a strong release of  $\text{CO}_2$  during the first few days of incubation. The  $\text{CO}_2$  variation curve shows different patterns depending on the type of amendment applied.

Figure 6.2 of the variation in  $\text{CO}_2$  during incubation as a function of the dose of untreated raw sludge and pyrolysed sludge shows that the amount of  $\text{CO}_2$  released by the soil amended with raw sludge is close to that of the control soil. For soil amended with sludge biochar, the amount of  $\text{CO}_2$  released is greater than for soil amended with raw

sludge, where it is around 1600 mg/kg for a sludge biochar dose of 45 t/ha, compared with 1400 mg/kg for the same dose of raw sludge. This indicates that sludge biochar has a positive priming effect on the mineralization of soil organic matter.



**Figure 6.2.** Evolution of CO<sub>2</sub> as a function of doses of 15, 30, and 45 t/ha: for sludge and its derived biochar

*Source:* own work

Interactions between biochar and soil microorganisms are complex. On the one hand, microbial diversity, size and activity can be affected by biochar. On the other hand, these microorganisms are capable of modifying the properties of biochar in the soil [8]. The macromolecular structure of biochar is predominantly aromatic. This makes it more resistant to microbial decomposition than its raw material [9]. However, biochar may also contain some proportions of easily degradable OM [10, 11]. This labile fraction is used as an energy source by heterotrophic microorganisms, which constitutes the first step in biochar decomposition [7] and provokes a positive priming effect as in the case of sludge biochar.

Several results have been obtained in the literature, for example [12], demonstrated the incorporation of biochar carbon into soil microbial biomass, which can have the effect of stimulating the growth of microbial biomass and an increase in CO<sub>2</sub> emissions via respiration. For example [13], found that biochar application increased the respiratory activity of soil microbes. Similarly [14], showed that after biochar application, basal respiration increased by 30.1%. Steinbeiss et al. in 2009 [15], measured CO<sub>2</sub> release for 14 of the 16 biochars they studied; the easily assimilable carbon, contained in biochars can be mineralized by microorganisms. However [15], reported a decrease in soil respiration after biochar application. This is due to a drop in the rate of decomposition of soil OM stabilized by biochar.

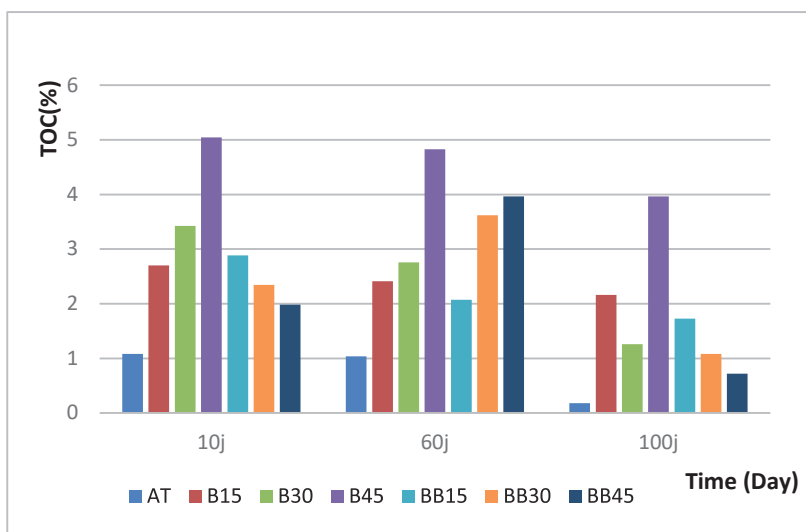
## Effect of soil amendments on the physical and chemical properties of the soil

### *Total organic carbon*

Any process that increases soil OM improves overall soil fertility, since soil organic matter content is one of the main indicators of soil fertility. Quantifying TOC allows us to deduce the OM content of the soil.

Monitoring the variation in TOC in the soil after addition of the amendments shows that TOC levels in amended soils at the end of incubation are much higher than in control soils, indicating an improvement in soil fertility.

The addition of raw sludge at doses of 45 t/ha, increases the TOC content in the soil (Figure 6.3) to a value of 5% after 10 days of incubation. This is explained by the positive priming effect of the sludge's biochar, which stimulates mineralization of soil OM and thus reduces the TOC content remaining in the soil.



**Figure 6.3.** Variation in total organic carbon (TOC) as a function of soil amendment added and incubation time for doses of 15, 30, and 45 t/ha: for sludge and its derived biochar

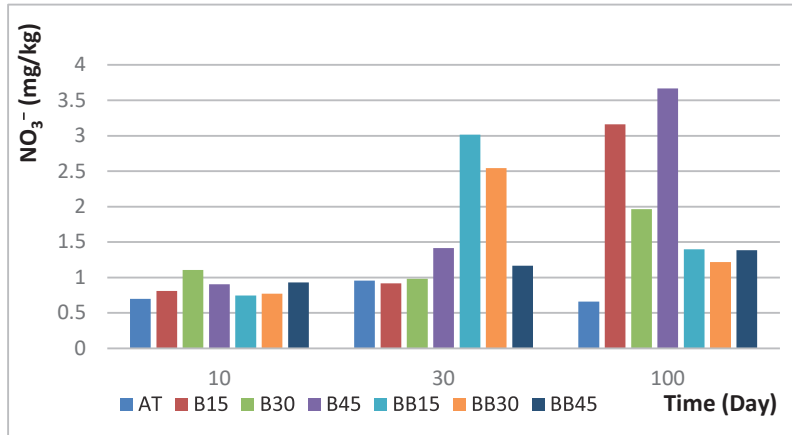
*Source: own work*

When results show an increase in respiration following biochar amendment, this is explained by the priming effect of biochar, which depends on the length of time the biochar has been amended. The decrease in TOC in the soil at the end of the incubation period can also be explained by the quantities of CO<sub>2</sub> released, which are very high, indicating a higher rate of OM mineralization and confirming the BC results, which are also higher in the case of raw microalgae. Similar results were reported by [16, 17] proving the close relationship between the dose of organic amendment applied and the improvement in soil OM content.

### *Ammonium and nitrate*

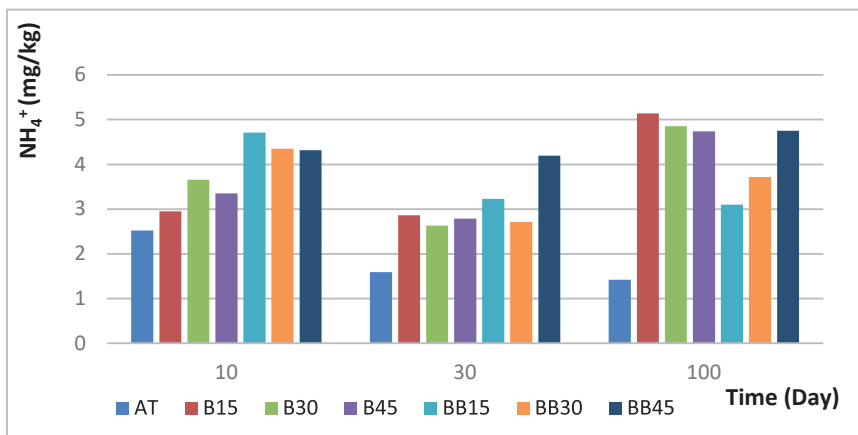
Biochar has a large specific surface area and a porous carbon structure [18, 19] it a high affinity for the retention of inorganic ions such as nitrates and phosphates [20]. Biochar also contains macronutrients (N, P, K, Ca, Mg), micronutrients (Cu, Zn, Fe, Mn), and ash representing 5% to 60% of weight [17, 18].

Figures 6.4 and 6.5 show the variation in nitrate and ammonium content in soils amended with either raw sewage sludge or derived biochars.



**Figure 6.4.** Variation in nitrate  $\text{NO}_3^-$  content as a function of soil amendment added and incubation time for doses of 15, 30, and 45 t/ha: for sludge and its derived biochar

Source: own work



**Figure 6.5.** Variation in ammonium  $\text{NH}_4^+$  content as a function of soil amendment added and incubation time for doses of 15, 30, and 45 t/ha: for sludge and its derived biochar

Source: own work

From Figure 6.4, we can see that the nitrate content in the amended soil, whatever the type of amendment added, is higher than that in the control soil, on the one hand, and on the other, nitrate concentrations are higher for raw sludge, indicating that the amendments bring nitrate to the soil following their mineralization. At the end of the incubation period, the amount of nitrate recorded increased in comparison with that recorded during the first week of incubation. The maximum value was around 30 mg/kg for a dose of B45 t/ha. This indicates low nitrification during this incubation period.

Ammonium content increases with the addition of 15, 30, and 45 t/ha of raw sewage sludge or derived biochar as shown in Figure 6.5. It is twice as high at the end of incubation with a dose of B15 t/ha as at the beginning, and rises from a value of 20 mg/kg to 40 mg/kg for the same dose. Similarly, the ammonium concentration of the soil amended with sludge-based biochar increases.

The addition of biochar mainly modifies soil N fluxes and reduces gaseous N emissions [21]. Studies have shown that biochar increases nitrification activity in soils and improves cation exchange capacity [20, 21]. Biochar modifies soil nitrogenase dynamics and accelerates nitrogen dynamics [22] have also shown that biochar application influences nodule formation and nitrogen fixation.

The addition of biochar to the soil generally increases nutrient retention, thanks in particular to its high specific surface area coupled with the presence of numerous functional groups that increase the cation exchange capacity (CEC) of the soil-biochar system [23–25].

The addition of biochar mainly modifies soil N fluxes and reduces gaseous N emissions [19]. Studies have shown that biochar increases nitrification activity in soils and improves CEC [20, 21]. Biochar modifies soil nitrogenase dynamics and accelerates nitrogen dynamics [22].

The addition of biochar to the soil generally increases nutrient retention, thanks in particular to its high specific surface area coupled with the presence of numerous functional groups that increase the CEC of the soil-biochar system [26–29].

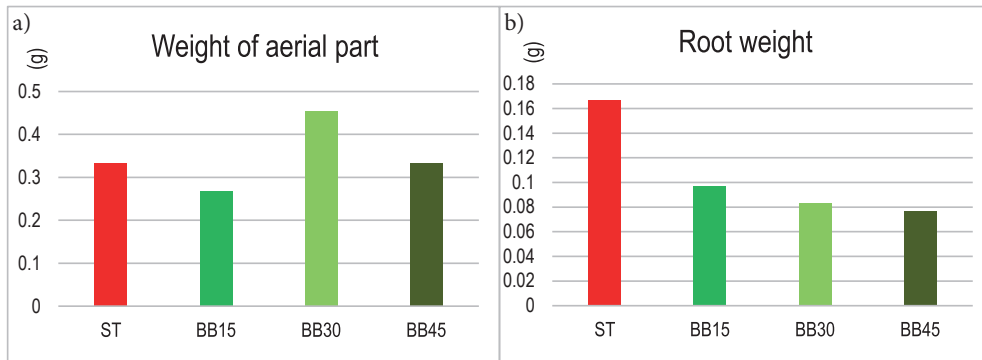
The ability of biochars to retain water and nutrients is widely discussed in the literature. For example [30], demonstrate that the addition of biochar to soils can influence nitrogen cycling, ammonium adsorption and nitrate. This shows that the addition of biochar to the soil can improve soil fertility by providing water and nutrients.

### **Effect on wheat growth**

Tracking the height of wheat in biochar-amended soil shows that it increases as the dose of biochar in the soil is increased.

As the weight of the aerial part of the wheat increases, the weight of the root part decreases. This is because biochar's water-retaining properties mean that plants do not develop their root parts to obtain water, as in the case of the control soil, where the weight of the root part is 0.16 g. Adding a dose of sludge biochar of 45 t/ha causes the weight of the root part to decrease to 0.07 g, while that of the aerial part increases to 0.33 g for the same dose. By increasing the dose of biochar added, the weight of the root part decreases and

that of the aerial part increases. This is why the addition of biochar increases the weight of the ear in the wheat plant (Figure 6.6).



**Figure 6.6.** Variation in the weight of the above-ground (a) and root parts (b) of the wheat crop on harvest day as a function of biochar added to the soil at doses of 15, 30, and 45 t/ha

*Source:* own work

These results show the positive effect of adding biochar to the soil on plant growth. Some studies [30, 31] have shown that higher growth responses generally occurred in leguminous crops than in non-leguminous crops. Due to a higher phosphorus content in biochar addition can inhibit root hair development [32]. Positive growth responses with biochar application are more frequent, particularly in coarse-textured or acidic soils [33]. Strong positive plant responses to biochar are also reported in acidic and infertile tropical soils [34].

In the scientific literature, the effect of biochar on plant growth is generally observed [35]. Used corn and sawdust biochar, which they added to one loamy and two sandy soils. On all soils that received biochar, water retention capacity was higher than that of the soil without biochar. Similarly [36], in his study of two soils in Pikine and Lendeng, demonstrated that adding cotton stalk biochar to the soils increased the water retention capacity of both soils.

Biochar amendment can have a beneficial effect on plant growth. Biederman and Harpole in 2012 [37] conclude from 114 scientific papers that, on average, biochar stimulates above-ground biomass productivity and agricultural harvests, although there is no clear relationship between the amount of biochar amended to the soil and plant response in terms of productivity.

## Conclusions

Soil amendments such as sludge and biochar modify soil structure and improve its physical and/or chemical and/or biological properties. These amendments increase soil fertility by stimulating biological activity in the soil, thereby increasing the availability of fertilizing elements.

In our context, we were interested in the effectiveness of these amendments in improving the physical, chemical and biological properties of the soil, as well as the growth of the wheat crop. The results obtained after 6 months are as follows.

As far as biological life is concerned, the addition of soil improvers, especially sludge-based biochar, has a positive priming effect, resulting in a high release of CO<sub>2</sub> due to the stimulation of strong bacterial growth in the soil.

In terms of soil physical and chemical properties, soil amendments add nutrients to the soil, increasing concentrations of NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, NO<sub>3</sub><sup>-</sup> and PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>, and thus improving soil fertility. The effect of sludge-based biochars on the Karim wheat crop is seen in the increase in water retention capacity, which in turn enhances the crop's height and ear weight.

## Literature

1. Rejeb S. *Valorisation agricole des eaux usées traitées et des boues résiduaires en agriculture (Région de Tunis et Nabeul)*. Projet EU – piseau II, 2011.
2. Harir I., Nader N.J. *Valorisation des boues de la station d'épuration de Bathioua Oran*. Mémoire présenté en vue de l'obtention d'un diplôme de Master académique, 2020.
3. Gouffet S., Dali W.-S. *Les boues d'épuration: Caractéristiques, traitement, gestion et valorisation*. Mémoire de fin d'étude, 2020.
4. Kapoor R.T., Treichel H., Shah M.P. (eds.) *Biochar and its application in bioremediation*. Springer 2021.
5. Wang B., Gao B., Fang J. *Recent advances in engineered biochar productions and applications*. Critical Review in Environment Science Technology 2017; 47(22): 2158–2207.
6. Fatima I., Ahmad M., Vithanage M., Iqbal S. *Abstraction of nitrates and phosphates from water by sawdust – and rice husk-derived biochars: their potential as N- and P-loaded fertilizer for plant productivity in nutrient deficient soil*. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 2021; 155: 105073.
7. Liang N., Hirano T., Zheng Z.-M., Tang J., Fujinuma Y. *Soil CO<sub>2</sub> efflux of a larch forest in northern Japan*. Biogeosciences 2010; 7: 3447–3457.
8. Lehmann J., Gaunt J., Rondon M. *Bio-char sequestration in terrestrial ecosystems, a review*. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 2006; 11: 403–427.
9. Baldock J.A., Smernik R.J. *Chemical composition and bioavailability of thermally altered Pinus resinosa (Red pine) wood*. Organic Geochemistry 2002; 33(9): 1093–1109.
10. Bird M.I., Moyo C., Veenendaal E., Lloyd J., Frost P. *Stability of elemental carbon in a savanna soil*. Global Biogeochemical Cycles 1999; 13: 932–933.
11. Hamer U., Marschner B., Brodowski S., Amelung W. *Interactive priming of black carbon and glucose mineralisation*. Organic Geochemistry 2004; 35(7): 823–830.
12. Kuzyakov Y., Subbotina I., Chen H.Q., Bogomolova I., Xu X.L. *Black carbon decomposition and incorporation into soil microbial biomass estimated by <sup>14</sup>C labeling*. Soil Biology and Biochemistry 2009; 41(2): 210–219.
13. Kolb S.E., Fermanich K.J., Dornbush M.E. *Effect of charcoal quantity on microbial biomass and activity in temperate soils*. Soil Science Society of America Journal 2009; 73(4): 1173–1181.

14. Steiner C., Glaser B., Teixeira W.G., Lehmann J., Blum W.E.H., Zech W. *Nitrogen retention and plant uptake on a highly weathered central Amazonian Ferralsol amended with compost and charcoal*. Journal of Plant Nutrition and Soil Science 2008; 171: 893–899.
15. Steinbeiss S., Gleixner G., Antonietti M. *Effect of biochar amendment on soil carbon balance and soil microbial activity*. Soil Biology and Biochemistry 2009; 41(6): 1301–1310.
16. Latare A.M., Kumar O., Singh S.K., Gupta A. *Direct and residual effect of sewage sludge on yield, heavy metals content and soil fertility under rice–wheat system*. Ecological Engineering 2014; 69: 17–24.
17. Zoghalmi R.I., Hamdi H., Mokni-Tlili S., Khelil M.N., Ben Aissa N., Jedidi N. *Changes in light-textured soil parameters following two successive annual amendments with urban sewage sludge*. Ecological Engineering 2016; 95: 604–611.
18. Lehmann J., Rillig M.C., Thies J., Masiello C.A., Hockaday W.C., Crowley D. *Biochar effects on soil biota: a review*. Soil Biology and Biochemistry 2011; 43(9): 1812–1836.
19. Atkinson C.J., Fitzgerald J.D., Hipps N.A. *Potential mechanisms for achieving agricultural benefits from biochar application to temperate soils: a review*. Plant and Soil 2010; 337(1–2): 1–18.
20. Kammann C., Schmidt P., Messerschmidt N., Linsel S., Steffens D., Muller C., Koyro H.W., Conte P., Stephen J. *Plant growth improvement mediated by nitrate capture in co-composted biochar*. Scientific Reports, 2015; 5: 11080.
21. Enders A., Hanley K., Whitman T., Joseph S., Lehmann J. *Characterization of biochars to evaluate recalcitrance and agronomic performance*. Bioresource Technology 2012; 114: 644–653.
22. Zhang C., Clark G.J., Patti A.F., Bolan N., Cheng M., Sale P.W.G., Tang C. *Contrasting effects of organic amendments on phytoextraction of heavy metals in a contaminated sediment*. Plant and Soil 2015; 397(1): 331–345.
23. Rondon M.A., Lehmann J., Ramirez J., Hurtado M. *Biological nitrogen fixation by common beans (*Phaseolus vulgaris* L.) increases with bio-char additions*. Biology and Fertility of Soils 2007; 43: 699–708.
24. Glaser B., Wiedner K., Seelig S., Schmidt H.P., Gerber H. *Biochar organic fertilizers from natural resources as substitute for mineral fertilizers*. Agronomy for Sustainable Development 2015; 35(2): 667–678.
25. Gluszek S., Sas-Paszt L., Sumorok B., Kozera R. *Biochar-rhizosphere interactions – a review*. Polish Journal of Microbiology 2017; 66(2): 151–161.
26. Nelissen V., Rutting T., Huygens D., Stealens J., Ruysschaert G., Boeckx P. *Maize biochars accelerate short-term soil nitrogen dynamics in a loamy sand soil*. Soil Biology and Biochemistry 2012; 55: 20–27.
27. Kookana R.S., Sarmah A.K., Van Zwieten L., Krull E., Singh B. *Chapter three: biochar application to soil: agronomic and environmental benefits and unintended consequences*. Advances in Agronomy 2011; 112: 103–143.
28. Verheijen F., Jeffery S.L., Bastos A.C., Van der Velde M., Diafas I. *Biochar application to soils – a critical scientific review of effects on soil properties, processes and functions*. European Commission, Luxembourg 2010.

29. Sohi S., Lopez-Capel E., Krull E., Bol R. *Biochar's roles in soil and climate change: a review of research needs*. CSIRO Land and Water Science Report 2009; 05/09.
30. Thomas S.C., Gale N. *Biochar and forest restoration: a review and meta-analysis of tree growth responses*. New Forests 2015; 46(5): 931–946.
31. Liu X., Liu M.D., Gao Z.G., Yang D. *Effect of different biochars on yield and yield components of wheat in different soils*. Advances Materials Research 2013; 726–731: 2665–2669.
32. Prendergast-Miller M.T., Duvall M., Sohi P. *Biochar-root interactions are mediated by biochar nutrient content and impacts on soil nutrient availability*. European Journal of Soil Science 2014; 65: 173–185.
33. Spokas A., Cantrell K.B., Novak J.M., Archer D.W., Ippolito J.A., Collins H.P., Boateng A.A., Lima I.M., Lamb M.C., McAloon A.J., Lentz R.D., Nichols K.A. *Biochar: a synthesis of its agronomic impact beyond carbon sequestration*. Journal of Environmental Quality 2012; 41(4): 973–989.
34. Mukherjee A., Zimmerman A.R. *Organic carbon and nutrient release from a range of laboratory-produced biochars and biochar-soil mixtures*. Geoderma 2013; 193–194: 122–130.
35. Dugan E., Verhoef A., Robinson S.J., Sohi S. *Bio-char from sawdust, maize stover and charcoal: impact on water holding capacities (WHC) of three soils from Ghana*. Proceedings of the 19<sup>th</sup> World Congress of Soil Science, Soil Solutions for a Changing World, Brisbane, Australia, 1–6 August, 2010.
36. Badji A. *Effets du biochar sur les activités microbiologiques du sol sous forts intrants azotes (Maraichage)*. Master 2 en biotechnologie végétale et microbienne, 2011.
37. Biederman L.A., Harpole W.S. *Biochar and its effects on plant productivity and nutrient cycling: a meta-analysis*. Global Change Biology Bioenergy 2013; 5(2): 202–214.

## **7. Od marginalnej roli do filaru transformacji energetycznej – rozwój sektora prosumentów w Polsce i wybranych krajach Unii Europejskiej**

---

Agnieszka Mazurek<sup>1</sup>, Błażej Niewiarowski<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Instytut Finansów

<sup>2</sup> Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Koło Naukowe Transformacji Energetycznej i Klimatycznej

E-mail: mazureka@uek.krakow.pl, blazejniewiarowski@gmail.com

### **Wprowadzenie**

Transformacja energetyczna w Europie wiąże się z rosnącą rolą odnawialnych źródeł energii (OZE) i zmianą modelu wytwarzania energii. Kluczowym elementem tego procesu stają się prosumenci, którzy jeszcze kilkanaście lat temu mieli marginalne znaczenie, a dziś odgrywają coraz większą rolę w bilansie energetycznym. W szczególności rozwój fotowoltaiki oraz mechanizmy wsparcia dla indywidualnych producentów energii przyczyniły się do wzrostu liczby prosumentów. Celem niniejszej pracy jest analiza roli prosumentów w procesie transformacji energetycznej na przykładzie Polski, Francji, Włoch i Węgier. Przedstawiono historyczne uwarunkowania rozwoju OZE i prosumpcji, omówiono wpływ państwowych programów wsparcia na wzrost liczby prosumentów, a na końcu zaprezentowano prognozy dotyczące ich przyszłej roli w systemie energetycznym. Analiza opiera się na danych statystycznych i literaturze naukowej, co pozwala na zobrazowanie trendów i zależności między regulacjami a rozwojem prosumpcji. Wnioski z pracy wskazują na rosnące znaczenie prosumentów w kształtowaniu przyszłego systemu energetycznego i ich potencjalny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne oraz stabilność sieci.

### **Pojęcie prosumenta energii**

W 1980 r. amerykański twórca idei prosumpcji A. Toffler w swojej książce zdefiniował pojęcie prosumenta jako osobę aktywnie uczestniczącą w tworzeniu dóbr, a nie tylko je konsumującą. Wskazał na odkrycie klasycznego podziału rynku między konsumpcją a produkcją oraz opisał rozwój społeczny w trzech okresach zwanych falami [1]. W literaturze przedmiotu definiuje się prosumenta energii jako osobę lub społeczność, która wytwarza energię, koncentrując się na nowoczesnych technologiach potrzebnych do produkcji energii dla gospodarstw domowych lub lokalnych społeczności [2]. Jednym z autorów definiujących prosumenta energii jest J. Popczyk, który w 2011 r. opisał go jako aktywnego klienta, który nie tylko kupuje energię od tradycyjnych dostawców, ale również produkuje ją, zużywa i sprzedaje nadwyżki [3]. W 2013 r. J. Popczyk przedstawił skróconą definicję prosumenta energii jako odbiorcę, który zdecydował się wytwarzać energię na własny użytek, stając się aktywnym uczestnikiem rynku. Opisał także energetykę prosumencką

jako zmianę w łańcuchach dostaw energii i integrację energetyki z zaawansowanymi narzędziami zarządzania energią [4]. Z kolei R. Kucęba i in. definiują prosumenta energii jako odbiorcę, który nie tylko konsumuje, ale również aktywnie produkuje energię [5]. Uważają oni, że prosument to osoba korzystająca z dostępnych technologii energetycznych na otwartym rynku, aby zaspokoić swoje potrzeby energetyczne. Ponadto angażuje się w produkcję paliw z niekonwencjonalnych źródeł oraz wytwarzanie różnych form energii, takich jak energia elektryczna, ciepła czy chłodnicza, pochodzących z jednego źródła lub jednostki wytwórczej, określanej jako energia z systemów poligeneracyjnych [5].

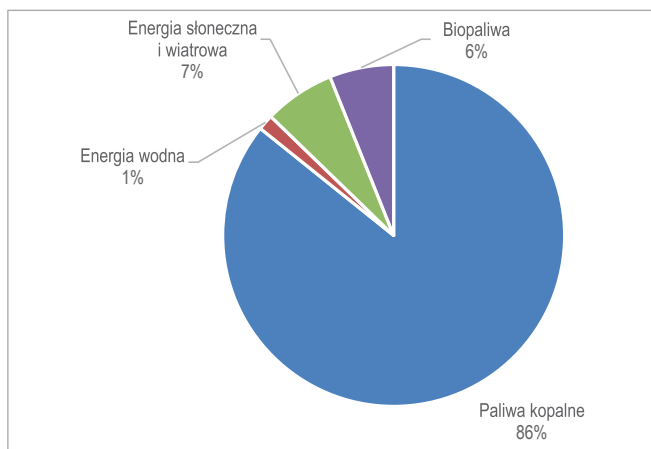
W 2012 r. B.A. Bremdal także przedstawił definicję prosumenta energii, nazywając go konsumentem. Jego pojęcie wyłoniło się w kontekście transformacji energetycznej ku zielonej energii i decentralizacji [6]. B.A. Bremdal podkreślił, że kluczowymi czynnikami dla powstania tej definicji oraz powiązanych koncepcji były rozwój zaawansowanego systemu pomiaru zużycia energii elektrycznej oraz inteligentnej sieci energetycznej, znanej jako Smart Grid [6]. D. Brown, S. Hall i M.E. Davis również podkreślają, że pojawienie się pojęcia prosumenta wiąże się z ewolucją roli konsumentów energii [7]. Zmiany w technologii smart i odejście od tradycyjnego modelu systemu energetycznego zmusiły konsumentów do przyjęcia aktywnej roli w produkcji energii. W rezultacie wprowadzono nowy termin, który określa podmiot pełniący na rynku jednocześnie funkcję producenta i konsumenta energii [7]. Współcześnie pojęcie prosumenta odnosi się do osoby, która jest jednocześnie producentem i konsumentem energii. Wykorzystując przydomowe źródła energii, takie jak panele fotowoltaiczne, produkuje energię na własne potrzeby. Należy zaznaczyć, że prosument powinien nie tylko produkować i zużywać energię, ale także efektywnie ją magazynować oraz sprzedawać i handlować jej nadwyżkami [8].

## **Bilans energii elektrycznej wybranych krajów**

Podczas gdy obecnie OZE stanowią kluczowy element bilansów energetycznych wielu krajów, jeszcze w 2015 r. sytuacja wyglądała inaczej. W Europie można było wtedy wyróżnić cztery dominujące struktury bilansów energetycznych, zależne od udziału poszczególnych źródeł energii. Jednym z nich był model oparty na paliwach kopalnych, charakterystyczny dla państw o ograniczonych możliwościach wykorzystania OZE ze względu na uwarunkowania geograficzne czy klimatyczne. W krajach tych energia elektryczna była wytwarzana głównie w procesie spalania węgla oraz jego pochodnych, udział OZE był stosunkowo niski, a energetyka jądrowa nie odgrywała istotnej roli. Model ten był szczególnie widoczny w państwach byłego bloku wschodniego. Historyczna zależność od paliw kopalnych wynikała z długoletniej polityki energetycznej, rozbudowanej infrastruktury wydobywczej i strategicznego znaczenia krajowych złóż surowców energetycznych.

W Polsce w 2015 r. aż 86% energii elektrycznej pochodziło z paliw kopalnych. Dominacja węgla w krajowym miksie energetycznym wynikała przede wszystkim z jego powszechnej dostępności i wieloletniej tradycji wydobywania. Odnawialne źródła energii odgrywały wówczas marginalną rolę – energia słoneczna i wiatrowa stanowiły zaledwie 7% krajowego bilansu energetycznego, biopaliwa 6%, a energia wodna jedynie 1%. Choć taki model zapewniał stabilność dostaw, wiązał się także z negatywnymi konsekwencjami, takimi jak wysoka emisja dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń, wzrost zależności od

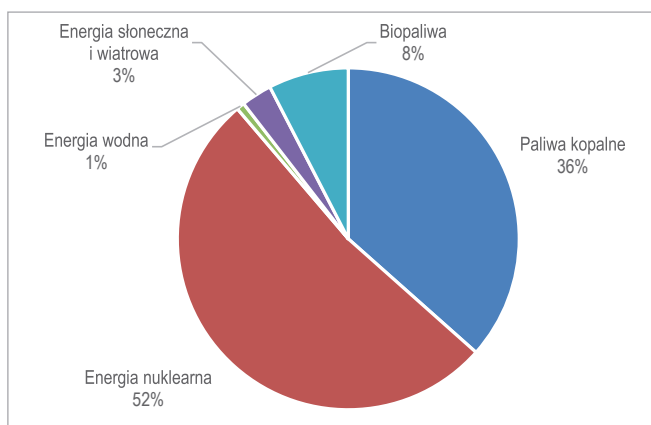
krajowych zasobów węgla oraz podatność gospodarki na wahania cen paliw kopalnych (rysunek 7.1) [9].



**Rysunek 7.1.** Bilans energetyczny Polski w 2015 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [9]

Alternatywę stanowi model mieszany, łączący paliwa kopalne z energetyką jądrową. Energia jądrowa odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu stabilnych dostaw energii, jednak jej rozwój w Polsce przez lata był ograniczany. Jej największym atutem jest wysoka efektywność i niewielkie zapotrzebowanie na paliwo w porównaniu z innymi źródłami energii. To podkreśla przewagę energetyki jądrowej zarówno pod względem logistyki, jak i wpływu na środowisko, co jest szczególnie istotne dla państw uzależnionych od importu surowców energetycznych.

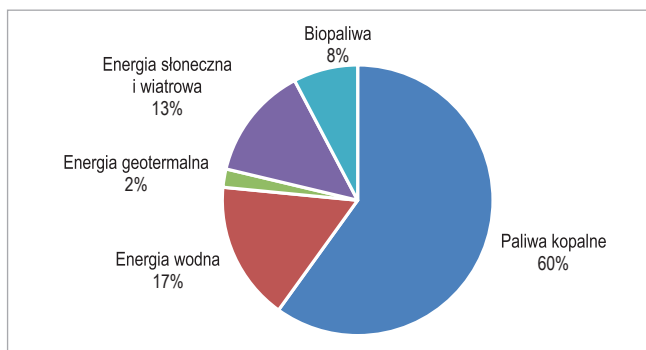


**Rysunek 7.2.** Bilans energetyczny Węgier w 2015 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [9]

Węgierski bilans energetyczny jest zdominowany przez źródła konwencjonalne i energetykę jądrową, które łącznie stanowią 88% całkowitej produkcji energii. Kluczowa rola w systemie energetycznym należy do energetyki jądrowej, która odpowiada za 52% ogólnej energii, a pozostałe 36% pochodzi z paliw kopalnych. Odnawialne źródła energii odgrywają marginalną rolę – biopaliwa stanowią 8% bilansu energetycznego, a energia słoneczna i wiatrowa 3%. Mimo wysokiego udziału energii jądrowej model ten nie jest w pełni efektywny. Węgry od 2010 r. zmuszone są do importu średnio 30% zużywanej energii elektrycznej [10]. Mimo stabilności dostaw i niższych kosztów produkcji energii w porównaniu z krajami opartymi wyłącznie na paliwach kopalnych czy też ograniczenia emisji zanieczyszczeń znaczące uzależnienie od importowanych surowców sprawia, że ceny energii elektrycznej na Węgrzech pozostają podatne na wahania rynkowe, a wewnętrzna produkcja energii nie jest wystarczająca do pokrycia całkowitego zapotrzebowania kraju (rysunek 7.2) [9].

Trzeci model bilansów energetycznych charakteryzuje państwa śródziemnomorskie, które dysponują wyjątkowo korzystnymi warunkami do rozwoju OZE. Ich położenie geograficzne zapewnia wysoką intensywność promieniowania słonecznego, co sprzyja rozwojowi energetyki słonecznej. Mimo to dominującym źródłem w produkcji energii elektrycznej wciąż pozostają paliwa kopalne.



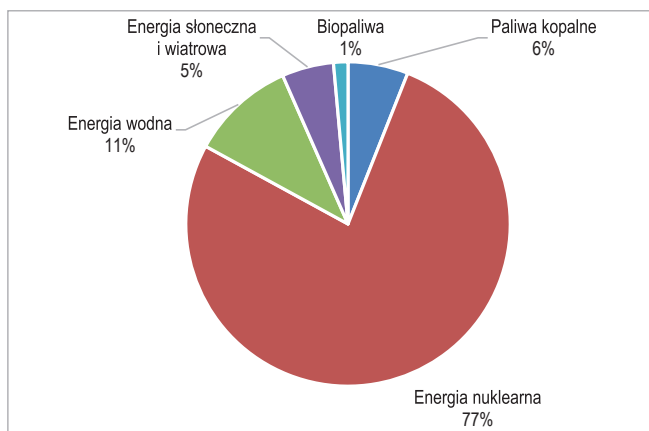
**Rysunek 7.3.** Bilans energetyczny Włoch w 2015 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [9]

We Włoszech w 2015 r. aż 60% energii pochodziło ze spalania importowanych paliw kopalnych. Ze względu na ograniczone zasoby surowców energetycznych kraj ten w dużej mierze opierał się na imporcie gazu ziemnego i ropy naftowej. Pomimo tej zależności Włochy skutecznie zdywersyfikowały swój mikś energetyczny, osiągając imponujący 40-procentowy udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Największy wkład w produkcję energii ze źródeł odnawialnych miała hydroenergetyka (17%), co wynika głównie z korzystnych uwarunkowań hydrologicznych i historii młynów wodnych. Drugą najważniejszą kategorię OZE w kraju stanowiły energia słoneczna i wiatrowa. Włochy dysponują ogromnym potencjałem w zakresie energetyki słonecznej, wynikającym z dużej liczby dni słonecznych oraz korzystnego położenia geograficznego, które zapewnia

wyższą efektywność instalacji fotowoltaicznych. Mimo to sektor ten nie osiągnął jeszcze dominującej pozycji w krajowym miksie energetycznym. W przypadku Włoch deficyt surowców energetycznych wystarczyło częściowo zrekompensować poprzez import gazu i ropy naftowej. Jednak dzięki rozwojowi energetyki wodnej, słonecznej i geotermalnej Włochy nie tylko ograniczyły emisję gazów cieplarnianych, ale również zabezpieczyły się przed wahaniami cen i brakiem naturalnie występujących surowców energetycznych (rysunek 7.3) [9].

Czwartym i nietypowym bilansem energetycznym może się pochwalić Francja, w której ponad 3/4 bilansu energetycznego opiera się na energetyce jądrowej, co jest niespotykanym zjawiskiem.

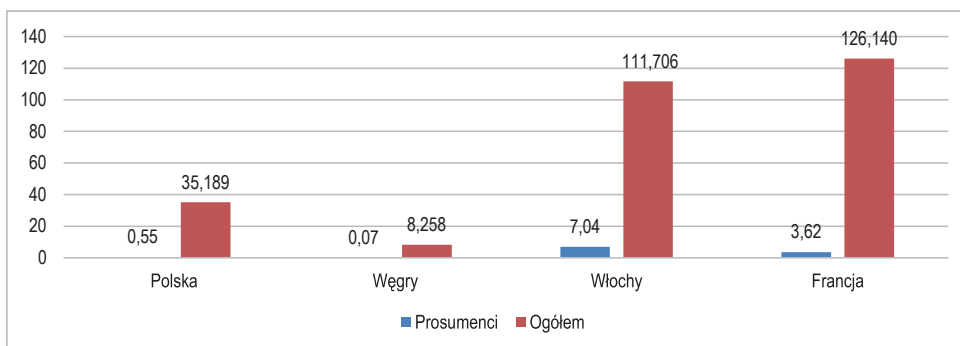


**Rysunek 7.4.** Bilans energetyczny Francji w 2015 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [9]

Polityka energetyczna Francji wspierająca energię jądrową ma swoje początki w latach 70. XX wieku, kiedy to rząd premiera Pierre'a Messmera zainicjował program budowy elektrowni jądrowych w celu uniezależnienia kraju od importu surowców energetycznych. W wyniku tego udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej wzrastał, co pozwoliło na znaczną redukcję wykorzystania ropy naftowej, Francja zaś mogła osiągnąć samowystarczalność energetyczną [11]. W strukturze energetycznej Francji odnawialne źródła energii odgrywają rolę uzupełniającą – energia wodna stanowi 11%, energia słoneczna i wiatrowa 5%, a biomasa 1%. Udział paliw kopalnych ograniczono do 6%, co jest jednym z najniższych poziomów w Europie. Mimo że francuski model elektroenergetyczny, oparty głównie na energii jądrowej, zapewnia stabilność i samowystarczalność, nie jest on wolny od wyzwań. Kluczowym problemem pozostaje uzależnienie od importu uranu, co podważa całkowitą niezależność energetyczną kraju. Ponadto, choć energetyka jądrowa charakteryzuje się niską emisyjnością, generuje odpady promieniotwórcze, których składowanie i utylizacja stanowią wyzwanie technologiczne i środowiskowe. Dodatkowo starzejąca się infrastruktura sektora jądrowego wymaga modernizacji, co generuje pytania o trwałość obecnego modelu energetycznego (rysunek 7.4) [9].

Bilanse energetyczne państw w 2015 r. w dużej mierze opierały się na konwencjonalnych źródłach energii, takich jak paliwa kopalne i energia jądrowa, co skutkowało silnie scentralizowanym systemem elektroenergetycznym. Produkcja energii była skoncentrowana w wielkoskalowych elektrowniach zarządzanych przez duże koncerny energetyczne, a udział zdecentralizowanych prosumentów pozostawał marginalny, co potwierdzają dane statystyczne (rysunek 7.5) [12, 13].



**Rysunek 7.5.** Produkcja energii elektrycznej [GWh] w wybranych krajach Unii Europejskiej w 2015 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [12, 13]

Niski udział prosumentów w bilansie energetycznym, szczególnie w Polsce (1,56%) i na Węgrzech (0,85%), świadczy zarówno o ograniczonym zaangażowaniu obywateli, jak i o dominacji dużych, scentralizowanych koncernów energetycznych. Nawet we Francji (2,87%) i we Włoszech (6,30%), gdzie rola prosumentów była relatywnie większa, ich znaczenie pozostawało marginalne w stosunku do konwencjonalnych źródeł energii. Taka centralizacja systemu wiąże się z istotnymi wyzwaniami, takimi jak brak elastyczności, większe straty przesyłowe, wysokie koszty infrastrukturalne oraz większe ryzyko przerw w dostawach. W kontekście unijnych celów klimatycznych, zakładających redukcję emisji CO<sub>2</sub> i rozwój OZE, wzrost udziału prosumentów staje się kluczowym elementem transformacji energetycznej.

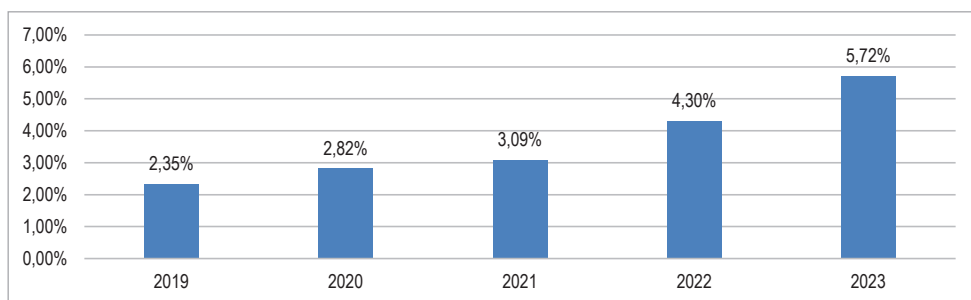
### Wsparcie prosumentów energii w wybranych krajach

Kluczowe stało się więc podjęcie konkretnych działań mających na celu wsparcie rozwoju energii prosumenckiej. Programy wsparcia prosumentów są istotnym elementem transformacji energetycznej. Dzięki takim inicjatywom, jak dotacje, ulgi podatkowe czy preferencyjne taryfy więcej osób decyduje się na inwestycje w mikroinstalacje OZE. To z kolei zwiększa udział zielonej energii w ogólnym bilansie energetycznym, przyspieszając przejście na bardziej zrównoważony system energetyczny.

W Polsce istotnym wsparciem dla prosumentów jest **program „Mój prąd”** uruchomiony w 2019 r. Jego głównymi celami są zwiększenie produkcji energii elektrycznej z mikroinstalacji fotowoltaicznych, wzrost autokonsumpcji wytworzonej energii poprzez jej

magazynowanie oraz poprawa efektywności zarządzania energią elektryczną. Program oferuje dotacje na instalacje fotowoltaiczne, magazyny ciepła, magazyny energii elektrycznej o minimalnej pojemności 2 kWh oraz systemy zarządzania energią domową, takie jak HEMS (*home energy management system*) i EMS (*energy management system*). Maksymalna kwota dofinansowania w ramach programu wynosi 20,5 tys. zł na jedno przedsięwzięcie [14].

Za skutecznością programu i rosnącym zainteresowaniem jego uczestników stoją konkretne liczby. Dotychczas zrealizowano już pięć edycji, w ramach których wypłacono łącznie 2 984 742 262 zł w ramach 554 953 dotacji. Efektem tych inwestycji jest łączna moc zainstalowanych systemów na poziomie 3 224 644 kW, co pozwala na redukcję emisji CO<sub>2</sub> o 2 566 222 153 kg rocznie [15]. Program również znacząco przyczynił się do wzrostu znaczenia energii pochodzącej ze słońca w państwowym bilansie energetycznym (rysunek 7.6) [16].



**Rysunek 7.6.** Udział energii słonecznej w bilansie energetycznym Polski w latach 2019–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie [16]

Od momentu uruchomienia programu „Mój prąd” obserwuje się wyraźny wzrost udziału energii słonecznej w krajowym bilansie energetycznym. W ciągu zaledwie 4 lat jej udział wzrósł ponad 2-krotnie – z 2,35% do 5,72%. Choć nominalnie przyrost ten może nie wydawać się spektakularny, stanowi on istotny wskaźnik rosnącej roli prosumentów nie tylko w produkcji energii, ale także w kształtowaniu struktury systemu energetycznego. A jak wyglądała sytuacja w innych krajach?

Dzięki licznym rządowym programom wsparcia inwestycji w OZE Włochy wyróżniają się jako jedno z najbardziej przyjaznych państw dla prosumentów. Do kluczowych inicjatyw należą:

- **Reddito Energetico** – program wspierający domowe instalacje fotowoltaiczne. Operator energetyczny GSE oferuje dotację pokrywającą koszty inwestycji, obejmującą instalację paneli fotowoltaicznych o mocy 2–6 kW, ubezpieczenie, serwis oraz monitoring wydajności przez 10 lat. Wsparcie finansowe składa się z 2000 euro stałej kwoty oraz 1500 euro za każdy kW mocy. Program promuje autokonsumpcję energii i rozwój odnawialnych źródeł energii, jednak nie można go łączyć z innymi publicznymi dotacjami [17];

- **Conto termico** – program obowiązujący od 2021 r., mający na celu zwiększenie efektywności energetycznej i rozwój produkcji energii ciepłej z odnawialnych źródeł energii (RES-H) w małych instalacjach. Wspiera on modernizację budynków poprzez redukcję zapotrzebowania na energię i wykorzystanie technologii, takich jak aeroterma, hydrotermia, biomasa, geoterma i energia słoneczna. Dotacje obejmują m.in. wymianę systemów grzewczych na pompy ciepła lub instalacje biomasowe oraz montaż systemów solarnych, w tym chłodzenia słonecznego [18];
- **Superbonus 110%** – program ulg podatkowych, który w latach 2020–2023 oferował 110% odliczenia kosztów poniesionych na inwestycje w efektywność energetyczną, modernizację antysejsmiczną, instalację paneli fotowoltaicznych oraz infrastrukturę do ładowania pojazdów elektrycznych. Od 2024 r. ulga została obniżona do 70%, a od 2025 r. do 65%. Program skierowany jest głównie do wspólnot mieszkaniowych i osób fizycznych nieprowadzących działalności gospodarczej [19].

Dzięki tym inicjatywom Włochy konsekwentnie wspierają rozwój prosumeryzmu i transformację energetyczną, zachęcając zarówno gospodarstwa domowe, jak i sektor prywatny do inwestowania w OZE oraz poprawę efektywności energetycznej.

Francja również aktywnie wspiera rozwój prosumeryzmu, oferując programy zachęcające do inwestycji w OZE. W przeciwieństwie do Włoch francuski system opiera się na innych formach wsparcia, do których należą:

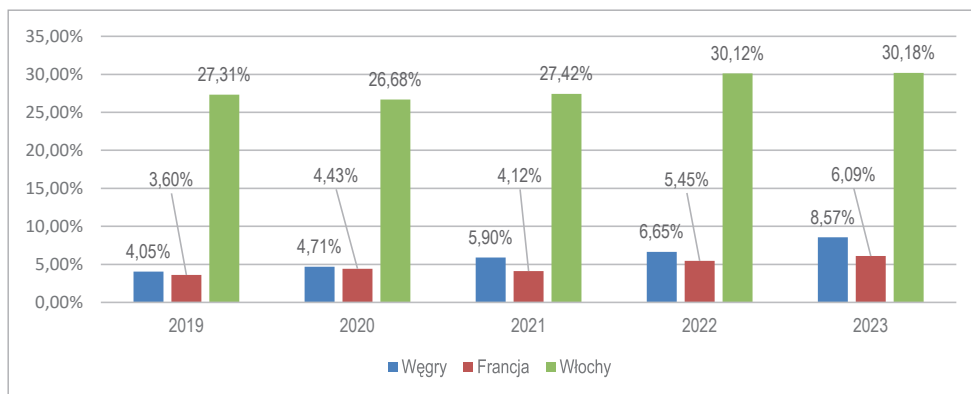
- **MaPrimeRénov'** – program pomocy finansowej wprowadzony 1 stycznia 2020 r., który zastąpił ulgę podatkową CIT i wcześniejsze programy Anah. Jest dostępny dla wszystkich właścicieli nieruchomości i wspólnot mieszkaniowych, pod warunkiem, że budynek ma co najmniej 15 lat (dotyczy metropolitalnej części Francji). Program obejmuje lokale będące głównym miejscem zamieszkania zarówno przez właściciela, jak i najemcę, a jego celem jest finansowanie prac poprawiających efektywność energetyczną budynków [20];
- **Tarif d'achat** – system gwarantowanego zakupu energii odnawialnej przez EDF Obligation d'Achat, w ramach którego właściciele instalacji OZE (np. fotowoltaicznych) mogą sprzedawać wyprodukowaną energię. Istnieją dwie opcje sprzedaży: odsprzedaż całej energii do sieci lub sprzedaż jedynie nadwyżki i pozostawienie części energii na autokonsumpcję. Wpłaty następują raz w roku, w rocznicę uruchomienia instalacji. Cena skupu zależy od kilku czynników, w tym mocy szczytowej systemu, stopnia integracji z budynkiem oraz rodzaju umowy, i jest aktualizowana co 3 miesiące przez Komisję Regulacji Energetyki (CRE) [21].

Francuski model wsparcia dla prosumentów opiera się zarówno na bezpośrednich dotacjach, jak i na systemach gwarantowanego odkupu energii, co stanowi istotny bodziec do rozwoju fotowoltaiki oraz poprawy efektywności energetycznej budynków mieszkalnych.

Na Węgrzech funkcjonuje jedno główne narzędzie wsparcia dla prosumentów – **Napenergia Plusz Program**, które pod wieloma względami przypomina polski program „Mój prąd”. Jest to inicjatywa rządowa mająca na celu zwiększenie produkcji i magazynowania energii odnawialnej w gospodarstwach domowych, przedsiębiorstwach i pojazdach

elektrycznych. Przewiduje dofinansowanie w wysokości maksymalnie 5 mln forintów na gospodarstwo domowe, co ma się przyczynić do poprawy samowystarczalności energetycznej kraju i zmniejszenia zależności od zewnętrznych źródeł energii. Dotychczas w ramach programu zainstalowano systemy fotowoltaiczne o łącznej mocy 19 MW, a także magazyny energii o pojemności 31 MWh, co znacząco przyczyniło się do zwiększenia elastyczności węgierskiej sieci energetycznej. Główne cele programu obejmują: wzmacnianie samowystarczalności energetycznej gospodarstw domowych, redukcję kosztów energii ponoszonych przez odbiorców końcowych, zmniejszenie obciążenia sieci elektroenergetycznej poprzez rozwój systemów magazynowania energii czy zwiększenie suwerenności energetycznej Węgier poprzez promowanie lokalnej produkcji energii odnawialnej. W kolejnych latach program ma być kontynuowany i rozwijany. Na jego dalszą realizację przewidziano łącznie 260 mld forintów [22].

Mimo zróżnicowania programów wspierających prosumentów w poszczególnych państwach we wszystkich obserwuje się wyraźny wzrost znaczenia energii słonecznej jako istotnego źródła energii. Analogicznie do sytuacji w Polsce w latach 2019–2023, w innych krajach również nastąpił rozwój fotowoltaiki, co wskazuje na rosnącą rolę tej technologii w transformacji energetycznej. Najlepiej odzwierciedla to wzrost udziału energii słonecznej w ogólnym bilansie energetycznym tych państw (rysunek 7.7) [23–25].



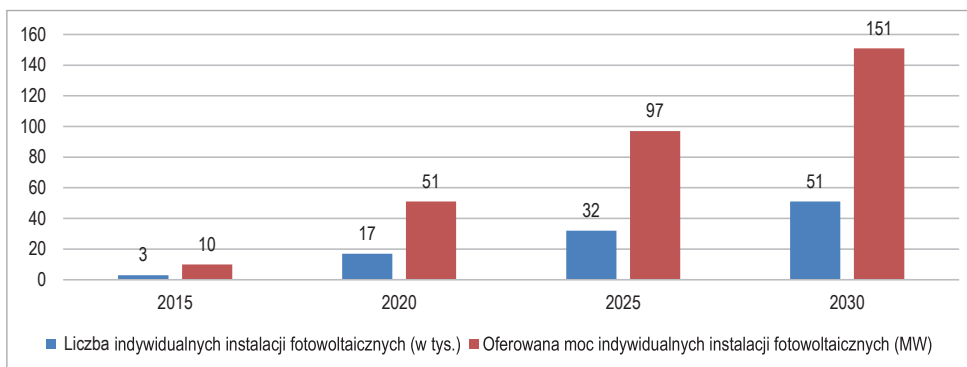
**Rysunek 7.7.** Udział energii słonecznej w bilansach energetycznych wybranych państw członkowskich Unii Europejskiej w latach 2019–2023

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [23–25]

W latach 2019–2023 Włochy odnotowały najwyższy udział energii słonecznej w swoim bilansie energetycznym spośród analizowanych krajów. Energia słoneczna w 2023 r. stanowiła tam 30,18% całkowitej produkcji energii, co oznacza wzrost o ponad 10% w porównaniu z rokiem 2019. Znaczący udział energii słonecznej w bilansie energetycznym Włoch może być związany z efektywnością programów wsparcia, które promują nie tylko rozwój fotowoltaiki, ale także wykorzystanie kolektorów słonecznych do produkcji energii cieplnej. W przypadku Francji udział energii słonecznej w bilansie energetycznym wzrósł z 3,60% w 2019 r. do 6,09% w 2023 r., co oznacza wzrost o 69%. Jednak mimo tego

postępu energia słoneczna nadal nie stanowi kluczowego źródła energii we francuskim systemie energetycznym. Z kolei Węgry, które już na początku analizowanego okresu charakteryzowały się wyższym udziałem energii słonecznej niż Francja, odnotowały wzrost z 4,05% w 2019 r. do 8,57% w 2023 r., co oznacza wzrost o 111%. Dynamika tego wzrostu sugeruje, że energia słoneczna może się stać w najbliższych latach jednym z kluczowych źródeł energii na Węgrzech, zwłaszcza przy utrzymaniu obecnych trendów rozwojowych.

Przewiduje się, że w nadchodzących latach wzrośnie nie tylko ogólne znaczenie energii słonecznej w systemie energetycznym, ale także liczba prosumentów i moc przez nich oferowana. Dzięki programom wsparcia istotna część tego wzrostu będzie pochodzić od prosumentów indywidualnych. Według prognoz opracowanych w 2017 r. na zlecenie Komisji Europejskiej w ciągu 15 lat (2015–2030) moc zainstalowana w fotowoltaice prosumenckiej w budynkach mieszkalnych wzrośnie aż 15-krotnie – z 10 MW w 2015 r. do 151 MW w 2030 r. Jednocześnie liczba gospodarstw domowych posiadających własne instalacje fotowoltaiczne zwiększy się z 3 tys. do 51 tys. Oznacza to postępującą decentralizację systemu energetycznego w Polsce, co może przynieść liczne korzyści, takie jak niższe koszty przesyłu energii oraz ograniczenie skutków potencjalnych awarii sieci (rysunek 7.8) [26].



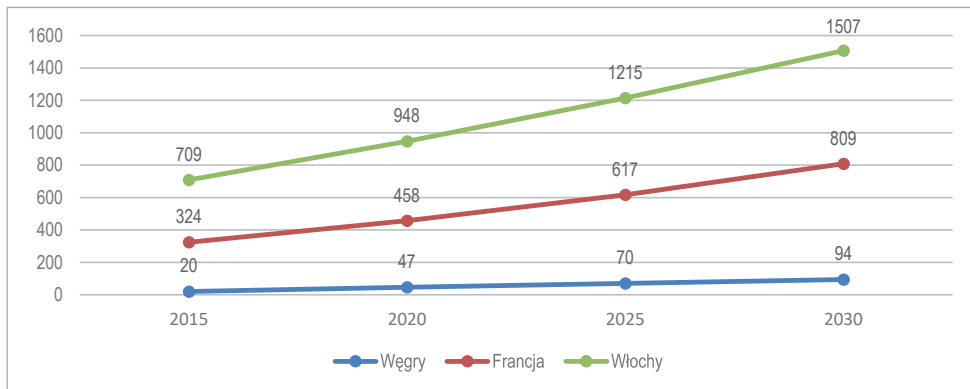
**Rysunek 7.8.** Prognozowana liczba indywidualnych instalacji fotowoltaicznych oraz ich zainstalowana moc w Polsce na lata 2015–2030

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [26]

Podobna tendencja wzrostowa obserwowana jest również w pozostałych analizowanych krajach. Pod względem liczby instalacji fotowoltaicznych zdecydowaną przewagę mają i będą miały Włochy, co wynika zarówno z korzystnych programów wsparcia, jak i sprzyjających warunków geograficznych. Jeśli obecny trend zostanie utrzymany, liczba przydomowych instalacji fotowoltaicznych wzrośnie tam ponad 2-krotnie – z 709 tys. w 2015 r. do 1,507 mln w 2030 r. Jednak większą dynamiką względną mogą się pochwalić Francja i Węgry, gdzie mimo obecnie niewielkiej liczby instalacji przewiduje się ich znaczący wzrost. We Francji liczba przydomowych instalacji fotowoltaicznych ma wzrosnąć o ponad 149% – z 324 tys. w 2015 r. do 809 tys. w 2030 r. W przypadku Węgier prognozowany jest niemal 5-krotny wzrost – z 20 tys. do 94 tys. instalacji. Potwierdza to

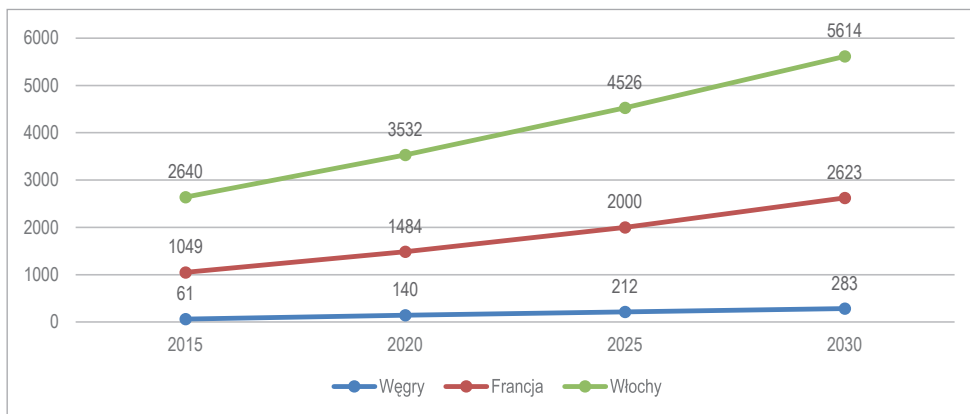
skuteczność programów wspierających prosumentów i wskazuje na rosnący wpływ prosumenckiej energetyki na podaż energii (rysunek 7.9) [26].

Równoległe przewiduje się znaczący wzrost mocy instalacji fotowoltaicznych. W ciągu 15 lat we Włoszech ich łączna moc wzrośnie z 2640 MW do 5614 MW, a we Francji – z 1049 MW do 2623 MW. Na Węgrzech prognozuje się ponad 3-krotny wzrost mocy – z 61 MW do 283 MW. Taka dynamika rozwoju przyczyni się do zwiększenia roli prosumentów w sektorze energetycznym i umocnienia pozycji OZE w krajowych systemach elektroenergetycznych (rysunek 7.10) [26].



**Rysunek 7.9.** Prognoza liczby (tys.) indywidualnych instalacji fotowoltaicznych w wybranych krajach członkowskich Unii Europejskiej na lata 2015–2030

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [26]



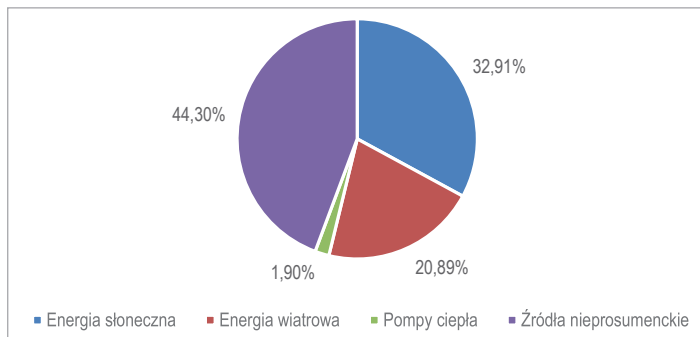
**Rysunek 7.10.** Prognoza zainstalowanej mocy [MW] indywidualnych instalacji fotowoltaicznych w wybranych krajach członkowskich Unii Europejskiej na lata 2015–2030

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [26]

Jednak energia słoneczna, mimo swojego dynamicznego rozwoju, nie jest w stanie samodzielnie zapewnić stabilnych i ciągłych dostaw energii ze względu na swoją kluczową

wadę – zależność od warunków pogodowych. Jej efektywność znacząco spada zimą, prowadząc do niedoborów podaży, podczas gdy latem generuje nadwyżki, które mogą być trudne do zagospodarowania. Stabilność systemu energetycznego wymaga więc nie tylko scentralizowanej produkcji energii z konwencjonalnych źródeł i elektrowni jądrowych, ale także dywersyfikacji OZE. Do odnawialnych źródeł energii należą także energetyka wiatrowa, wodna, geotermalna i biomasa. Choć często kojarzą się one z dużymi inwestycjami, takimi jak morskie farmy wiatrowe, potężne zapory czy spalarnie odpadów w przyszłości mogą się okazać istotnym wsparciem dla dalszego rozwoju prosumeryzmu, podczas gdy rozproszone, lokalne instalacje wiatrowe, biogazownie czy geotermia mogą nadal zwiększyć samowystarczalność energetyczną gospodarstw domowych czy obiektów usługowych.

Zgodnie z prognozami na rok 2050 energia wytwarzana przez prosumentów, zwłaszcza ze źródeł słonecznych i wiatrowych, będzie w stanie pokryć znaczącą część zapotrzebowania na energię zarówno w gospodarstwach domowych, jak i w obiektach usługowych. W Polsce udział energii prosumenckiej w całkowitym zużyciu tych sektorów ma wynieść ok. 55,7%. Największy udział przypadnie fotowoltaice (32,91%), jednak istotną rolę odegra także energia wiatrowa, która – pomimo obecnie marginalnego znaczenia – ma odpowiadać za 20,89% zapotrzebowania. Mimo to znaczna część popytu nadal będzie musiała być pokrywana przez zewnętrzne źródła energii (rysunek 7.11) [27].

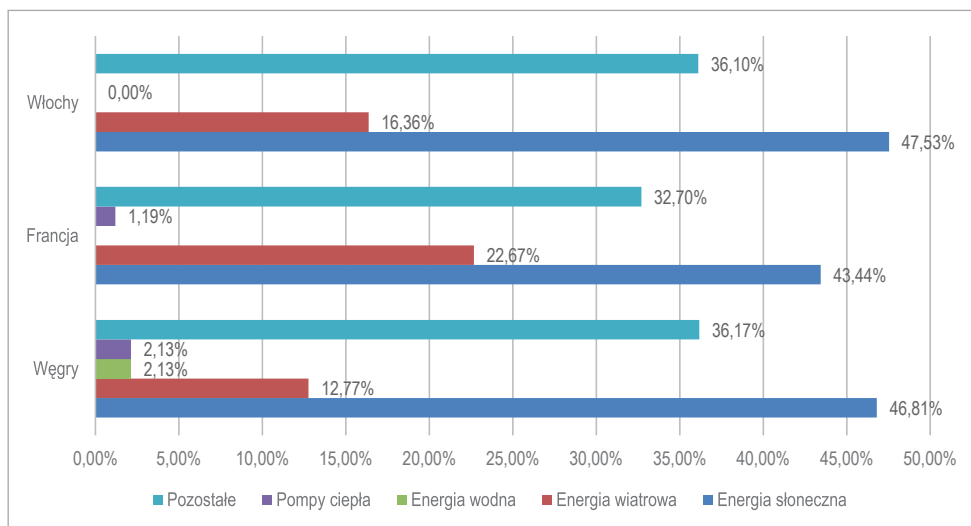


**Rysunek 7.11.** Prognoza zaspokojenia potrzeb energetycznych gospodarstw domowych i punktów usługowych w Polsce do 2050 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [27]

Prognozy dla pozostałych analizowanych krajów przedstawiają się bardziej optymistycznie. W przypadku Włoch, Węgier i Francji największy udział w zaspokajaniu potrzeb energetycznych gospodarstw domowych i punktów usługowych będzie miała energia fotowoltaiczna, której udział wyniesie od 43,44% we Francji do 47,53% we Włoszech. Drugim co do znaczenia źródłem będzie energia wiatrowa, choć na niższym poziomie. Różnice między krajami są jednak istotne – udział energetyki wiatrowej wyniesie od 12,77% na Węgrzech do 22,67% we Francji, co wskazuje na zróżnicowany stopień rozwoju tego sektora i potencjalny wpływ tempa wdrażania technologii na przyszły udział w miksie energetycznym. Interesującym zjawiskiem jest prognozowany rozwój prosumenckiej

energetyki wodnej na Węgrzech, która – choć rzadko kojarzona z prosumeryzmem – może obejmować m.in. niewielkie elektrownie wodne wykorzystujące pobliskie cieki wodne. We wszystkich trzech krajach udział energii pochodzącej ze źródeł zewnętrznych w bilansie energetycznym pozostaje na stosunkowo niskim poziomie, nie przekraczając 40% – od 32,7% we Francji do 36,17% na Węgrzech (rysunek 7.12) [27].



**Rysunek 7.12.** Prognoza zaspokojenia potrzeb energetycznych gospodarstw domowych i punktów usługowych w wybranych krajach Unii Europejskiej do 2050 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [27]

Nawet w prognozach nie przewiduje się, aby prosumenci byli w stanie w pełni zaspokoić generowany przez siebie popyt na energię. Pomijając fakt, że część wytworzonej energii jest sprzedawana, rozwój innowacyjnych technologii w obszarze OZE oraz systemów magazynowania może w przyszłości zwiększyć możliwości osiągnięcia samowystarczalności energetycznej przez prosumentów. Jednocześnie przyczyni się to do wzmocnienia stabilności i efektywności scentralizowanych systemów energetycznych.

## Podsumowanie

Rola prosumentów w procesie transformacji energetycznej systematycznie rośnie, a ich znaczenie w bilansie energetycznym państw Unii Europejskiej będzie kluczowe w nadchodzących dekadach. Analiza dotycząca Polski, Francji, Włoch i Węgier pokazuje, że rozwój prosumpcji był możliwy dzięki wsparciu regulacyjnemu oraz dynamicznemu wzrostowi technologii fotowoltaicznych. Zmiany te doprowadziły do stopniowego przechodzenia od scentralizowanego modelu energetyki opartego na dużych jednostkach wytwórczych do bardziej rozproszonego systemu, w którym konsumenci stają się jednocześnie producentami energii. Wyniki przeprowadzonego badania wskazują, że w kolejnych latach liczba prosumentów będzie nadal wzrastać, a ich udział w rynku energii w 2050 r.

może osiągnąć poziom, który uczyni ich jednym z filarów systemu elektroenergetycznego. Kluczowymi czynnikami dalszego rozwoju będą stabilne mechanizmy wsparcia, rozwój technologii magazynowania energii oraz integracja prosumentów z inteligentnymi sieciami energetycznymi. Ostatecznie wyniki pracy podkreślają, że przyszłość transformacji energetycznej będzie w dużej mierze zależeć od aktywności prosumentów. Ich rosnąca liczba może nie tylko przyczynić się do dekarbonizacji sektora energetycznego, ale również zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii i zmniejszyć zależność od paliw kopalnych.

## Literatura

1. Toffler A. *The third wave*. Bantam Books, New York 1980.
2. Byłok F. *Prosumpcja na rynku energii elektrycznej w perspektywie teoretycznej*. Artykuły Referencyjne, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, Częstochowa 2014.
3. Popczyk J. *Energetyka rozproszona: od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*. Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011.
4. Popczyk J. *Energetyka prosumencka: od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie*. Artykuły Referencyjne, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, Częstochowa 2013.
5. Kucęba R., Byłok F., Pabian A., Zawada M. *Prosumer energy dimension in the conditions of sustainable micro-region development in the UE*. International Conference on Social Science and Management (ICSSAM), May 2014, Kyoto, 1040–1051.
6. Bremdal B.A. *Prosumer oriented business in the energy market*. IMPROSUME Publication Series 2012.
7. Brown D., Hall S., Davis M.E. *What is prosumersim for? Exploring the normative dimensions of decentralized energy transitions*. Energy Research & Social Science 2020; 66: 101475.
8. Filho W.L., Trevisan L.V., Salvia A.L., Mazutti J., Dibbern T., Ruiz de Maya S., Bernal E.F., Eustachio J.H.P.P., Sharifi A., Alarcon-del-Amo M.C., Kushnir I. *Prosumers and sustainable development: an international assessment in the field of renewable energy*. Sustainable Futures 2024; 7: 100158.
9. International Energy Agency. *Electricity information 2017*. IEA, Paris. [https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2017/08/electricity-information-2017\\_g1g7c9e3/electricity-2017-en.pdf](https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2017/08/electricity-information-2017_g1g7c9e3/electricity-2017-en.pdf) (dostęp: 11.06.2025).
10. International Energy Agency. *Hungary electricity security policy*. <https://www.iea.org/articles/hungary-electricity-security-policy> (dostęp: 11.06.2025).
11. Młynarski T. *Polityka i bezpieczeństwo energetyczne Francji*. Teka Komisji Politologii i Stosunków Międzynarodowych 2014; 9: 51–62.
12. Eurostat. *Electricity production capacities by main fuel groups and operator*. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_inf\\_epc\\_\\_custom\\_15512402/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_inf_epc__custom_15512402/default/table?lang=en) (dostęp: 12.06.2025).

13. European Environment Agency. *Energy prosumers in Europe: Citizen participation in the energy transition*. EEA Report No. 01/2022. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/the-role-of-prosumers-of> (dostęp: 12.06.2025).
14. Serwis Rzeczypospolitej Polskiej. *Skorzystaj z programu „Mój prąd”*. <https://www.gov.pl/web/gov/skorzystaj-z-programu-moj-prad> (dostęp: 12.06.2025).
15. Mój Prąd. <https://mojprad.gov.pl> (dostęp: 14.06.2025).
16. International Energy Agency. *Where does Poland get its energy?* <https://www.iea.org/countries/poland/energy-mix#where-does-poland-get-its-energy> (dostęp: 14.06.2025).
17. Gestore dei Servizi Energetici. *Reddito Energetico*. <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/reddito-energetico/agevolazione> (dostęp: 14.06.2025).
18. European Commission. *Subsidy (Conto termico)*. <https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/countries/italy/legal/res-heating-and-cooling/subsidy-conto-termico> (dostęp: 15.06.2025).
19. Dipartimento Casa Italia. *Superbonus 110%*. <https://www.casaitalia.governo.it/generali/approfondimenti/superbonus-110/> (dostęp: 15.06.2025).
20. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle, énergétique et numérique. *MaPrimeRénov' parcours par geste: la prime pour la rénovation énergétique*. <https://www.economie.gouv.fr/particuliers/prime-renovation-energetique> (dostęp: 15.06.2025).
21. Électricité de France. *Tarif d'achat*. <https://www.edf-solutions-solaires.com/lexique/tarif-rachat-photovoltaique/> (dostęp: 15.06.2025).
22. Magyarország Kormánya. *Napenergia Plusz Program: január közepéig lehet benyújtani a támogatási kérelmeket*. <https://kormany.hu/hirek/napenergia-plusz-program-janu-ar-kozepeig-lehet-benyujtani-a-tamogatasi-kerelmeket> (dostęp: 17.06.2025).
23. International Energy Agency. *Where does Italy get its energy?* <https://www.iea.org/countries/italy/energy-mix#where-does-italy-get-its-energy> (dostęp: 17.06.2025).
24. International Energy Agency. *Where does France get its energy?* <https://www.iea.org/countries/france/energy-mix#where-does-france-get-its-energy> (dostęp: 17.06.2025).
25. International Energy Agency. *Where does Hungary get its energy?* <https://www.iea.org/countries/hungary/energy-mix#where-does-hungary-get-its-energy> (dostęp: 17.06.2025).
26. European Commission. *Study on “Residential Prosumers in the European Energy Union”*. [https://commission.europa.eu/system/files/2017-11/study-residential-prosumers-energy-union\\_en.pdf](https://commission.europa.eu/system/files/2017-11/study-residential-prosumers-energy-union_en.pdf) (dostęp: 14.07.2025).
27. Doračić B., Knoefel J., Naber N., Pukšec T., Gährs S., Kampman B., Dorotić H., Vendrik J., Scholten T. *Prosumers for the Energy Union: mainstreaming active participation of citizens in the energy transition. Deliverable D5.2: Report on local, national and EU scenarios*. [https://proseu.eu/sites/default/files/Resources/PROSEU\\_D5.2%20Report%20on%20local%2C%20national%20and%20EU%20scenarios.pdf](https://proseu.eu/sites/default/files/Resources/PROSEU_D5.2%20Report%20on%20local%2C%20national%20and%20EU%20scenarios.pdf) (dostęp: 17.06.2025).

## 8. Metody utylizacji paneli fotowoltaicznych – analiza technologiczna, ekonomiczna i środowiskowa

---

Sebastian Drużyński, Adriana Wróbel-Kaszanek, Urszula Kiełkowska,  
Krzysztof Mazurek, Aleksandra Szalla, Artur Borowski

Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Chemii

E-mail: sebdru@umk.pl, adriana@umk.pl, ulak@umk.pl, mazur@umk.pl, olas@umk.pl, artboro@umk.pl

### Wprowadzenie

Sektor energii słonecznej doświadcza bezprecedensowego rozwoju, stając się kluczowym elementem globalnych wysiłków na rzecz redukcji zależności od paliw kopalnych. Pod koniec 2022 r. zainstalowana moc fotowoltaiczna przekroczyła 1185 GW, a prognozy na 2023 r. wskazywały na dodanie kolejnych 351 GW [1]. Ten dynamiczny rozwój, choć niezwykle korzystny dla środowiska naturalnego, wiąże się również z istotnym wyzwaniem, jakim jest zarządzanie panelami fotowoltaicznymi (PV) po zakończeniu ich okresu eksploatacji.

Panele fotowoltaiczne charakteryzują się długą żywotnością operacyjną, szacowaną na 25–35 lat, a w niektórych przypadkach nawet dłużej. Jednak znaczna część systemów PV została zainstalowana po 2017 r., co oznacza, że w nadchodzących dekadach miliardy paneli osiągną koniec swojego „cyklu życia”. Przewiduje się, że do 2030 r. w Stanach Zjednoczonych powstanie od 0,17 do 1 mln ton odpadów PV, a do 2050 r. liczba ta może wzrosnąć do 10 mln ton [2]. W skali globalnej wolumen odpadów ma osiągnąć 8 mln ton do 2030 r. i aż 78–80 mln ton do 2050 r. [1]. W Chinach, będących liderem w produkcji i instalacji PV, prognozuje się 1,7 mln ton odpadów rocznie do 2030 r., z perspektywą wzrostu do 20 mln ton do 2050 r. [3].

Panele fotowoltaiczne, ze względu na swoją złożoną strukturę i różnorodność materiałów, z których są zbudowane – od krzemu, przez metale, po tworzywa sztuczne – są klasyfikowane jako elektrośmieci [4]. Niewłaściwe postępowanie z tymi odpadami stanowi poważne zagrożenie dla środowiska. Może prowadzić do utraty cennych surowców, a także do uwalniania niebezpiecznych substancji, takich jak ołów i kadm do gleby i wód gruntowych [5]. Taka sytuacja jest sprzeczna z podstawowym celem technologii słonecznej, jaką jest dostarczanie czystej energii [1].

Dynamiczny rozwój sektora PV, choć kluczowy dla redukcji emisji dwutlenku węgla i uniezależnienia się od paliw kopalnych, generuje jednocześnie istotne i szybko narastające wyzwanie w zakresie zarządzania odpadami. Ta sytuacja wynika z faktu, że początkowe korzyści środowiskowe z wdrożenia fotowoltaiki mogą zostać częściowo zniweczone przez przyszłe problemy z utylizacją, jeśli nie zostaną podjęte proaktywne działania w tym zakresie [5].

Obecnie recykling paneli fotowoltaicznych napotyka na znaczącą barierę ekonomiczną: koszt składowania paneli na wysypiskach (1–5 USD za panel) jest znacznie niższy niż koszt ich recyklingu (10–45 USD za panel, średnio 20–30 USD) [6]. Ta rażąca dysproporcja ekonomiczna tworzy negatywną zachętę, która aktywnie podważa cele ochrony środowiska i zasobów naturalnych, do których dąży energetyka słoneczna. Ta dominacja opcji składowania wynika z tego, że rzeczywiste koszty środowiskowe (zanieczyszczenie, wyczerpywanie zasobów) nie są adekwatnie uwzględniane w cenie utylizacji, a korzyści z recyklingu (redukcja CO<sub>2</sub>, oszczędność zasobów) nie są wystarczająco wyceniane. W konsekwencji na świecie tylko ok. 10% zużytych modułów PV jest obecnie poddawanych recyklingowi [1]. Wskazuje to na niedoskonałość rynku, a to nie stymuluje pożądanych, zrównoważonych praktyk. Sytuacja wymaga zatem natychmiastowego istotnego działania, takich jak wdrożenie systemów rozszerzonej odpowiedzialności producenta oraz korzyści finansowych (np. ulgi podatkowe, dotacje) [2].

## **Skład materiałowy paneli fotowoltaicznych**

### **Typy paneli PV**

Panele fotowoltaiczne, będące „sercem” systemów pozyskiwania energii słonecznej, są zróżnicowane pod względem budowy i materiałów, co ma bezpośredni wpływ na ich właściwości, wydajność oraz metody utylizacji. Ogólnie panele dzieli się na ogniwa pierwszej i drugiej generacji [7].

#### ***Panele krzemowe krystaliczne***

Najczęściej wybierane panele to panele monokrystaliczne (Mono-Si), strukturę których stanowi pojedynczy kryształ krzemu. Charakteryzują się najwyższą sprawnością (18–22%) i lepszą wydajnością w warunkach słabego oświetlenia. Ich barwa jest ciemnoniebieska lub czarna. W polskim klimacie wykazują największy potencjał w produkcji energii elektrycznej i oszczędności [7].

Panele polikrystaliczne (Poly-Si) są wykonane z wielu kryształów krzemu, cechują się nieco niższą sprawnością (14–18%) niż panele monokrystaliczne, ale są bardziej przystępne cenowo. Mają charakterystyczną niebieską, mieniającą się barwę i dobrą wytrzymałość na uszkodzenia mechaniczne [7].

#### ***Panele cienkowarstwowe***

Cienkowarstwowe panele fotowoltaiczne (TFPV) są lekkie i elastyczne, co umożliwia ich zastosowanie na niestandardowych powierzchniach, jednak ich sprawność jest niższa niż paneli krzemowych (10–15%) [7].

Panele amorficzne (A-Si) są wytwarzane z krzemu amorficznego (niekryształicznego), charakteryzują się najniższą sprawnością (6–12%) i krótszą żywotnością (ok. 10 lat). Są lekkie, elastyczne i mniej wrażliwe na wysokie temperatury, co sprawia, że nadają się do stosowania na elewacjach budynków [7].

Kolejną grupę stanowią panele wykonane głównie z półprzewodnika – tellurku kadmu (CdTe), zwykle w kolorze czerwonym lub czarnym. Technologia CdTe jest często

stosowana w panelach cienkowarstwowych, jednak zawiera znaczne ilości kadmu, który jest metalem bardzo niebezpiecznym dla środowiska [8].

Panele wykonane z miedzi, indu, galu i selenu (CIGS) oferują wyższą sprawność niż panele CdTe, ale są droższe w produkcji [7].

Perowskity to grupa minerałów, z których wykonuje się bardzo cienkie, lekkie i elastyczne ogniwa fotowoltaiczne. Charakteryzują się wysoką sprawnością i zdolnością do pracy nawet w sztucznym świetle [7]. Warto zauważyć, że ogniwa perowskitowe często zawierają ołów, choć trwają badania nad alternatywami bez tego metalu [9, 10].

Panele PV mogą być również klasyfikowane ze względu na rodzaj falownika (*on-grid*, *off-grid*, hybrydowe) lub zastosowanie (tradycyjne panele dachowe, wolnostojące, zintegrowane z budynkiem – BIPV) [7].

### Zawartość procentowa poszczególnych materiałów w panelach PV

Panele PV składają się z wielu połączonych ze sobą ogniw fotowoltaicznych, wykonanych z półprzewodników, z których najczęstszym (ok. 90% światowej produkcji) jest krzem [11]. Złożoność materiałowa paneli PV ma kluczowe znaczenie dla procesów ich recyklingu.

W tabeli 8.1 przedstawiono typowy skład materiałowy paneli krzemowych krystalicznych (na przykładzie paneli monokrystalicznych) oraz cienkowarstwowych [8, 12, 13].

Duża zmienność w składzie materiałowym zwłaszcza w odniesieniu do pierwiastków krytycznych i niebezpiecznych, pomiędzy różnymi technologiami paneli PV (np. krzemowymi krystalicznymi a cienkowarstwowymi) mocno komplikuje rozwój znormalizowanych, wydajnych i ekonomicznie opłacalnych procesów recyklingu. Różnorodność chemiczna paneli PV oznacza, że pojedyncza, uniwersalna metoda recyklingu jest niepraktyczna. Zamiast tego wymagane są specjalistyczne i potencjalnie droższe procesy dla każdego typu panelu [6]. Brak standaryzacji bezpośrednio wpływa na skalowalność i ekonomiczną wykonalność infrastruktury recyklingowej, ponieważ zakłady muszą się dostosowywać do zróżnicowanej budowy paneli PV, co zwiększa złożoność operacyjną i koszty.

Obecność zarówno bardzo wartościowych (np. srebro, krzem o wysokiej czystości), jak i niebezpiecznych (np. ołów, kadm) materiałów w panelach PV tworzy złożony imperatyw dla recyklingu. Wymaga to procesów, które nie tylko maksymalizują odzysk zasobów dla zapewnienia odporności łańcucha dostaw i korzyści ekonomicznych, ale także rygorystycznie zarządzają substancjami toksycznymi, aby zapobiec zanieczyszczeniu środowiska. Panele zawierają materiały, takie jak szkło i aluminium, które są łatwo odzyskiwalne i występują w dużych ilościach [4]. Jednocześnie zawierają cenne materiały występujące w mniejszej ilości, takie jak krzem, miedź, a zwłaszcza srebro [8]. Srebro, choć stanowi mniej niż 0,1% masy panelu, może odpowiadać za 47% wartości odzyskanych materiałów [14]. Równocześnie w panelach obecne są toksyczne pierwiastki, takie jak ołów i kadm [5]. To zestawienie oznacza, że recykling nie jest wyłącznie przedsięwzięciem ekonomicznym napędzanym wartością materiałów. Każda skuteczna strategia recyklingu musi osiągnąć delikatną równowagę, zapewniając, że dążenie do odzysku cennych materiałów nie zagrazi bezpiecznej i pełnej neutralizacji lub izolacji komponentów niebezpiecznych, tym samym podtrzymując integralność środowiskową technologii słonecznej.

Produkcja czystego krzemu, zwłaszcza krzemu metalurgicznego, jest procesem wysoce energochłonnym, wymagającym 14–16 kWh energii na kilogram [15].

**Tabela 8.1.** Skład materiałowy paneli fotowoltaicznych

<b>Materiał</b>	<b>Zawartość w panelach krzemowych krystalicznych (monokrystalicznych) [%]</b>	<b>Udział wagowy w panelach cienko-warstwowych [%]</b>	<b>Uwagi</b>
Szkoło	~76–79,92 [8]	~89 [12]	Warstwa ochronna, łatwa do recyklingu
Polimery (EVA, PET, PVF, HDPE, silikon)	~10 (EVA: 7,94, PET: 3,13, PVF: 1,01, HDPE: 0,22, silikon: 1,11) [8]	~4 [12]	Enkapsulanty, warstwy ochronne, uszczelniacze
Aluminium	~8 (0,38 w panelu, reszta w ramie) [8]	~6 [12]	Rama, elementy konstrukcyjne, łatwe do recyklingu
Krzem (polikrzem)	~5 (5,2 w monokrystalicznych) [8]	–	Kluczowy półprzewodnik, wymaga wysokiej czystości do ponownego użycia
Miedź	~1 (0,93 w monokrystalicznych) [8]	~1 [12]	Okablowanie, dobre właściwości przewodzące
Srebro	<0,1 (0,03 w monokrystalicznych) [8]	–	Elektrody, wysoka wartość ekonomiczna
Cyna	0,12 (w monokrystalicznych) [13]	–	Używana w lutach, często z ołowiem
Ołów	0,01 (w monokrystalicznych) [13]	–	Używany w lutach, substancja niebezpieczna
Kadm	–	Znaczące ilości w CdTe [8]	Bardzo niebezpieczny metal, w panelach cienkowarstwowych

Źródło: opracowanie własne na podstawie [8, 12, 13]

## Metody recyklingu paneli fotowoltaicznych

Zarządzanie panelami PV po zakończeniu ich eksploatacji wymaga zastosowania specjalistycznych metod recyklingu, które pozwalają na odzysk cennych surowców i bezpieczne unieszkodliwienie pozostałych komponentów. W praktyce stosuje się trzy główne podejścia: mechaniczne, termiczne i chemiczne, uzupełniane przez innowacyjne technologie.

### Recykling mechaniczny

Recykling mechaniczny jest najbardziej rozpowszechnioną i często stosowaną metodą utylizacji paneli PV [14]. Proces ten rozpoczyna się od fizycznego demontażu modułów, co obejmuje usunięcie ram aluminiowych, skrzynek przyłączeniowych i kabli. Następnie pozostała część panelu jest rozdrabniana, cięta lub mielona na mniejsze fragmenty. Po rozdrobnieniu poszczególne materiały, takie jak szkło i metale, są separowane przy użyciu różnych technik, w tym separacji magnetycznej [4].

Główne zalety tej metody to stosunkowo niski koszt i szeroka dostępność. Jest ona również uznawana za bardziej przyjazną dla środowiska ze względu na minimalny ślad ekologiczny i możliwość zachowania całych paneli szklanych w nienaruszonym stanie [16]. Recykling mechaniczny pozwala na odzyskanie większości surowców, w tym do 90% szkła i metali [14]. W przypadku paneli krzemowych krystalicznych efektywność odzysku surowców może wynosić nawet 95% [17].

Mimo tych zalet recykling mechaniczny ma swoje ograniczenia. Główną wadą jest to, że nie pozwala on na pełne odzyskanie niektórych cennych pierwiastków, takich jak czysty krzem [14]. Jest również nieefektywny w usuwaniu polimerów enkapsulujących [14] i napotyka trudności w separacji materiałów trwale ze sobą związanych [18].

### Recykling termiczny

W metodzie recyklingu termicznego panele PV są poddawane działaniu wysokiej temperatury, zazwyczaj w zakresie od 300°C do 650°C, często w procesie pirolizy [4]. Podgrzewanie paneli do ok. 500°C umożliwia odparowanie tworzyw sztucznych i skuteczne rozdzielenie szkła od krzemu oraz innych komponentów. Piroliza, czyli termiczny rozkład materiałów organicznych, takich jak EVA (*ethylene-vinyl-acetate*) czy Tedlar, charakteryzuje się wysoką skutecznością, przekraczającą 99%, pozostawiając nienaruszone ramy aluminiowe, szkło hartowane i ogniwa PV [19]. Odparowane tworzywa sztuczne mogą być następnie ponownie wykorzystane jako źródło ciepła do dalszych procesów termicznych, co sprzyja efektywności energetycznej procesu [20].

Zaletą recyklingu termicznego, który stanowi bardziej zaawansowany proces, jest fakt, że pozwala odzyskać większą ilość cennych materiałów, w tym metali rzadkich [14]. Umożliwia on odzysk do 95% szkła i 85% krzemu [21]. Usunięcie enkapsulantu EVA dzięki wysokiej temperaturze pozwala na odzyskanie półprzewodników z prawie 100-procentową czystością [22]. Recykling termiczny jest często niezbędny do osiągnięcia wysokiej ogólnej efektywności recyklingu [23].

Metoda ta wiąże się jednak z wyższymi kosztami i większym zużyciem energii w porównaniu z recyklingiem mechanicznym. Niewłaściwe spalanie może generować szkodliwe emisje i toksyczne opary, co wymaga starannego zarządzania procesem [16].

### Recykling chemiczny

Recykling chemiczny to najbardziej zaawansowana metoda utylizacji paneli PV, wykorzystująca do separacji oraz oczyszczania materiałów procesy chemiczne, takie jak ekstrakcja kwasowa i zasadowa [24]. Szczególnie obiecującym kierunkiem są zaawansowane

procesy hydrometalurgiczne, które pozwalają na selektywne wydzielanie poszczególnych metali. Procesy te mogą obejmować rozpuszczanie i separację metali z paneli słonecznych za pomocą roztworów o precyzyjnie dobranym składzie [25].

Główną zaletą tej metody jest możliwość osiągnięcia najwyższego stopnia odzysku surowców, w tym pierwiastków ziem rzadkich, metali szlachetnych (takich jak srebro, miedź, ind) oraz krzemu o wysokiej czystości [25].

Jednak recykling chemiczny jest jednocześnie najdroższą i najbardziej skomplikowaną metodą [14]. Generuje niebezpieczne ciecze, wymaga dłuższego czasu przetwarzania (nawet do 10 dni), a używane chemikalia są kosztowne i wymagają złożonego procesu obróbki odpadów, co stanowi wyzwanie środowiskowe [16].

Obecny zakres metod recyklingu PV ujawnia krytyczną zależność między prostotą i opłacalnością danego procesu a jego zdolnością do osiągnięcia wysokiej czystości i kompleksowego odzysku wartościowych materiałów. Zaletami recyklingu mechanicznego są niski koszt i szeroka dostępność, ale wadę stanowi niepełny odzysk cennych pierwiastków. Z kolei recykling chemiczny oferuje najwyższy stopień odzysku surowców, ale jest najdroższy i najbardziej skomplikowany. Recykling termiczny plasuje się pośrodku, oferując wyższy odzysk niż mechaniczny, ale z wyższymi kosztami i zużyciem energii [14]. Ta bezpośrednia analiza porównawcza pokazuje, że osiągnięcie maksymalnego odzysku materiałów (kluczowy cel gospodarki o obiegu zamkniętym) często wiąże się ze znacznymi przeszkodami finansowymi i technologicznymi. Wybór metody nie jest zatem prosty i musi uwzględniać wartość ekonomiczną konkretnych odzyskanych materiałów w stosunku do kosztów operacyjnych i wpływu środowiskowego samego procesu recyklingu. Oznacza to, że podejście czysto ekonomiczne może faworyzować prostsze, mniej skuteczne metody, podczas gdy podejście czysto środowiskowe może być obecnie zbyt kosztowne.

Zaobserwowany trend w kierunku integracji różnych metod recyklingu (np. mechaniczne wstępne przetwarzanie, a następnie procesy termiczne lub chemiczne) sugeruje, że przemysł uznaje, że żadna pojedyncza metoda nie jest wystarczająca do osiągnięcia optymalnej cyrkularności dla paneli PV. To wskazuje, że w przyszłości wieloetapowe, specjalistyczne procesy staną się standardem, wymagając większej współpracy i inwestycji w zintegrowane zakłady recyklingu. Dane pokazują, że procesy recyklingu często zaczynają się od mechanicznego demontażu [24], po którym następują obróbki termiczne lub chemiczne w celu dokładniejszej separacji i oczyszczenia [24]. Na przykład proces recyklingu paneli krzemowych krystalicznych w firmie SOLARCYCLE obejmuje usunięcie ramy i skrzynki przyłączeniowej, następnie automatyczne usuwanie szkła, po czym następuje rozdrobnienie i wieloetapowy proces separacji tworzyw sztucznych i metali [18]. Podobnie, panele cienkowarstwowe są rozdrabniane, a następnie poddawane separacji cieczy / ciał stałych i obróbce metali [20]. Wspomniane zaawansowane techniki separacji mechanicznej i procesy elektrochemiczne dodatkowo wskazują na dążenie do łączenia różnych metod [26]. W tabeli 8.2 przedstawiono porównanie głównych metod recyklingu paneli PV.

**Tabela 8.2.** Porównanie głównych metod recyklingu paneli fotowoltaicznych (zalety i wady)

Metoda	Zalety	Wady	Typowy odzysk materiałów
Recykling mechaniczny	Niski koszt, szeroka dostępność; przyjazny dla środowiska; odzysk do 90–95% szkła i metali	Niepełny odzysk cennych pierwiastków (np. czysty krzem); nieefektywny w usuwaniu polimerów; trudności z separacją związanych materiałów	Szkło: 90–95% Metale (aluminium, miedź): ~90%
Recykling termiczny	Wyższy stopień odzysku cennych materiałów i metali rzadkich; odzysk do 95% szkła i 85% krzemu; usuwanie EVA z ~100% czystością półprzewodników	Wyższy koszt, większe zużycie energii; potencjalne szkodliwe emisje i toksyczne opary	Szkło: do 95% Krzem: do 85%
Recykling chemiczny	Najwyższy stopień odzysku surowców (w tym pierwiastków ziem rzadkich, metali szlachetnych, krzemu o wysokiej czystości); efektywny, bez uszkodzania szkła i ogniw	Najdroższa i najbardziej skomplikowana metoda; generuje niebezpieczne ciecze; długi czas przetwarzania; kosztowne chemikalia i złożona obróbka odpadów	Krzem: wysoka czystość Srebro: >90% w 10 min Metale szlachetne: wysoki odzysk

Źródło: opracowanie własne na podstawie [14, 16, 21, 22]

## Innowacyjne i zaawansowane technologie recyklingu

Rozwój technologii recyklingu paneli PV jest kluczowy dla osiągnięcia pełnego recyklingu w przemyśle fotowoltaicznym. Obecnie obserwuje się dynamiczny postęp w kilku obszarach.

### Projektowanie dla recyklingu (*design for recycling*)

Nowe konstrukcje modułów PV są coraz częściej tworzone w taki sposób, aby ułatwić ich demontaż i odzysk surowców [20]. To podejście obejmuje eliminowanie toksycznych materiałów, takich jak ołów (rekomenduje się zastąpienie go alternatywami bez ołowiu) oraz srebra (zastąpienie miedzią, która jest już obecna w panelach). Ważnym kierunkiem jest również opracowanie enkapsulantów, które są stabilne podczas eksploatacji, ale łatwe do degradacji lub usunięcia na etapie recyklingu, co ułatwia rozdzielanie warstw panelu. Dąży się również do poprawy delaminacji paneli dwuszkłanych, aby umożliwić odzysk metali z ogniw. Wprowadzenie nowych systemów identyfikacji i śledzenia paneli (np. kody QR, RFID) z danymi o ich składzie materiałowym i właściwościach elektrycznych ma na celu optymalizację procesów recyklingu i ułatwienie ponownego użycia funkcjonalnych paneli [27].

## **Automatyzacja procesów recyklingu**

Postęp w robotyce i sztucznej inteligencji (AI) umożliwia tworzenie bardziej efektywnych i precyzyjnych linii do recyklingu paneli. Systemy wizyjne oparte na AI mogą dokładnie identyfikować materiały (szkło, aluminium, krzem) i precyzyjnie sortować komponenty. Algorytmy AI optymalizują procesy recyklingu, maksymalizują wskaźniki odzysku cennych materiałów, zarządzają zapasami i kontrolują jakość odzyskanych surowców, co znacząco obniża koszty i zwiększa wydajność [28].

## **Nowe technologie odzysku materiałów**

### ***Zaawansowane procesy hydrometalurgiczne***

Badania koncentrują się na innowacyjnych metodach selektywnego wydzielania poszczególnych metali z paneli, co poprawia wskaźniki odzysku i jednocześnie zmniejsza wpływ na środowisko [25].

### ***Ultradźwiękowa delaminacja***

Ta technika pozwala na oddzielenie szkła od innych materiałów bez uszkodzania komponentów, co jest korzystne dla zachowania integralności ogniw [21].

### ***Selektywne trawienie***

Procesy te są projektowane tak, aby celować w konkretne materiały, pozostawiając inne nienaruszone, co zwiększa czystość odzyskiwanych surowców [26].

### ***Recykling perowskitów***

W odpowiedzi na wyzwania związane z recyklingiem paneli perowskitowych opracowywane są innowacyjne, wodne metody recyklingu. Proces ten umożliwia odzyskanie do 99% wagi paneli perowskitowych, wykorzystując łagodne rozpuszczalniki (octan sodu, jodek sodu, kwas podfosforawy) w temperaturze 80°C, co eliminuje potrzebę stosowania niebezpiecznych chemikaliów. Co więcej, ogniwa wykonane z odzyskanych materiałów zachowują wydajność i stabilność porównywalną z nowymi, nawet po pięciu cyklach recyklingu, co znacząco obniża skorygowany koszt energii (*levelized cost of electricity*, LCOE) [29].

Szybki postęp w zakresie innowacyjnych technologii recyklingu, zwłaszcza integracja AI w automatyzacji procesów oraz rozwój „zielonych” procesów chemicznych (np. metody oparte na wodzie dla perowskitów), wskazuje na strategiczną zmianę w przemyśle. Przemysł dąży nie tylko do odzyskania materiałów, ale także do osiągnięcia wyższej czystości, zmniejszenia śladu środowiskowego podczas samego procesu recyklingu oraz zwiększenia opłacalności ekonomicznej [29]. Te innowacje stanowią bezpośrednią odpowiedź na wyzwania związane z kosztami, złożonością i czystością, które wcześniej utrudniały pełne wdrożenie gospodarki o obiegu zamkniętym.

Rosnący nacisk na zasady obejmujące projektowanie dla recyklingu, w tym na substitucję materiałów i ulepszone systemy identyfikowalności, jest kluczowy na wczesnym etapie „cyklu życia” produktu. Fakt, że odzyskany krzem jest zazwyczaj zanieczyszczony, a do produkcji nowych waflów wymagany jest krzem o niezwykle wysokiej czystości

(6N–11N) [14], bezpośrednio ogranicza jego ponowne wykorzystanie w obiegu zamkniętym. Jest to dodatkowo minimalizowane w przypadku starszych waflí krzemowych, które znacznie różnią się od tych opartych na nowoczesnych technologiach [14]. Biorąc pod uwagę, że produkcja krzemu odpowiada za ponad połowę energii zużywanej w produkcji PV, jest to wąskie gardło, które uniemożliwia znaczące oszczędności energii i niezależność surowcową. To sugeruje, że samo ulepszanie procesów recyklingu może nie być wystarczające; przemysł może potrzebować inwestycji w badania i rozwój nowych metod oczyszczania krzemu [2] lub nawet dostosowania procesów produkcyjnych w celu uzyskania z recyklingu krzemu o większej czystości. Wskazuje to na systemowe wyzwanie wymagające innowacji zarówno na etapie „końca życia”, jak i produkcji, aby naprawdę zamknąć obieg dla tego krytycznego materiału.

## Odzysk materiałów i ich ponowne wykorzystanie

Efektywny recykling paneli PV umożliwia odzyskiwanie szerokiej gamy materiałów, które mogą być ponownie wprowadzone do obiegu gospodarczego, zmniejszając tym samym zapotrzebowanie na surowce pierwotne i minimalizując wpływ na środowisko. Do kluczowych materiałów możliwych do odzyskania należą:

- **szkło** – stanowi największą część masy panelu, w panelach krzemowych krystalicznych jest to 76–80% [8], a w cienkowarstwowych ok. 89% [24]. Jest to jeden z najłatwiejszych do recyklingu materiałów, z możliwością odzysku na poziomie 90–95%. Odzyskane szkło może być przetopione i wykorzystane do produkcji nowych paneli PV lub innych produktów szklanych [30];
- **aluminium** – składnik ram i elementów konstrukcyjnych, stanowi 6–8% wagi panelu [8]. Jest również łatwe do recyklingu, z odzyskiem na poziomie ok. 90% lub wyższym. Odzyskane aluminium może być przetopione i wykorzystane do produkcji nowych ram paneli [30]. Recykling aluminium zużywa 95% mniej energii niż produkcja z boksytu, co przekłada się na znaczące korzyści środowiskowe [21];
- **krzem** – kluczowy półprzewodnik stanowiący ok. 5% wagi panelu [8]. Jest odzyskiwany i może być ponownie wykorzystany w procesie produkcji nowych paneli. Proces odzyskiwania krzemu polega na jego rozdzieleniu od innych materiałów i oczyszczeniu [30]. Wafle krzemowe w dobrym stanie mogą być wytrawiane i wzbogacane, a uszkodzone przetopione i wykorzystane w nowych modułach PV. Wskaźniki odzysku krzemu mogą sięgać 85% [20];
- **metale szlachetne i inne metale (srebro, miedź, cyna, ołów)** – srebro jest używane jako przewodnik w ogniwach, a miedź w okablowaniu [8]. Chociaż srebro stanowi mniej niż 1% masy panelu, może odpowiadać za 47% wartości odzyskanych materiałów [14]. Metale te są odzyskiwane poprzez rozdzielenie ich od innych materiałów i przetopienie, często z wykorzystaniem procesów chemicznych lub elektrochemicznych [18]. Odzyskane metale mogą być użyte do produkcji nowych paneli lub innych produktów elektronicznych [30];
- **tworzywa sztuczne / polimery** – materiały, takie jak EVA, PET, PVE, HDPE i silikon mogą być separowane, a niektóre z nich wykorzystywane jako źródło ciepła w procesach termicznych [20].

## Wyzwania w odzyskiwaniu wysokiej czystości krzemu i jego ponowne zastosowanie

Odzyskany krzem jest zazwyczaj zanieczyszczony innymi pierwiastkami, co sprawia, że nie nadaje się do bezpośredniego ponownego wykorzystania w nowych panelach słonecznych. Aby krzem mógł być znów użyty w procesie produkcji wafli, musi zostać rafinowany do bardzo wysokiej czystości, w zakresie od 6N (99,9999% czystości) do 11N. Proces produkcji krzemu jest bardzo energochłonny, co dodatkowo zwiększa znaczenie jego efektywnego odzysku. Dodatkowym wyzwaniem jest fakt, że wafle krzemowe produkowane 30 lat temu nie są tej samej wysokiej jakości jak te wytwarzane obecnie, co komplikuje ich ponowne użycie w nowoczesnych panelach [14]. Aktualnie w Polsce odzyskane wafle krzemowe nie są wykorzystywane do produkcji nowych ogniw, lecz znajdują zastosowanie w budownictwie [31].

Chociaż recykling materiałów masowych, takich jak szkło i aluminium, jest bardzo wydajny i stosunkowo prosty, prawdziwa długoterminowa wartość ekonomiczna i środowiskowa recyklingu PV jest krytycznie zależna od przewyciężenia znaczących barier technologicznych i ekonomicznych w osiągnięciu wysokiej czystości odzysku i ponownego wykorzystania krzemu oraz metali szlachetnych w obiegu zamkniętym. Dane konsekwentnie wskazują na wysokie wskaźniki odzysku (90–95%) i proste procesy recyklingu dla szkła i aluminium [1] w przeciwieństwie do krzemu. Mimo że jest on głównym składnikiem, jego odzysk wiąże się z istotnymi wyzwaniami w osiągnięciu czystości (6N–11N) wymaganej do bezpośredniego ponownego użycia w nowych ogniwach słonecznych. Podobna sytuacja dotyczy srebra, którego odzysk jest złożonym procesem [14]. To sugeruje, że obecne wysiłki recyklingowe, choć zmniejszają ilość odpadów na wysypiskach, często prowadzą do downcyclingu (ponownego wykorzystania w niższej jakości), a nie do prawdziwego upcyclingu (ponownego wykorzystania w wyższej jakości) dla materiałów krytycznych. Pełne urzeczywistnienie gospodarki o obiegu zamkniętym dla PV, która ma na celu zmniejszenie zależności od surowców pierwotnych i związanej z nimi energochłonnej produkcji, zależy od postępu technologicznego i korzystnych ofert ekonomicznych, które umożliwią recykling o wysokiej czystości i w obiegu zamkniętym dla tych bardziej wymagających komponentów.

Utrzymujące się wyzwanie związane z czystością krzemu w celu bezpośredniego ponownego wykorzystania w nowych ogniwach słonecznych, w połączeniu z energochłonnym charakterem produkcji pierwotnego krzemu, wskazuje na krytyczne wąskie gardło w osiągnięciu prawdziwie zrównoważonego i niezależnego surowcowo przemysłu PV. Fakt, że odzyskany krzem jest zazwyczaj zanieczyszczony, a do produkcji nowych wafli wymagany jest krzem o niezwykle wysokiej czystości (6N–11N), bezpośrednio ogranicza jego ponowne wykorzystanie w obiegu zamkniętym. Jest to dodatkowo minimalizowane w przypadku starszych wafli krzemowych, które znacznie różnią się od tych opartych na nowoczesnych technologiach. Biorąc pod uwagę, że produkcja krzemu odpowiada za ponad połowę energii zużywanej w produkcji PV, to wąskie gardło uniemożliwia znaczące oszczędności energii i niezależność surowcową. Wskazuje to na systemowe wyzwanie

wymagające innowacji zarówno na etapie „końca życia”, jak i produkcji, aby naprawdę zamknąć obieg dla tego krytycznego materiału [14].

W tabeli 8.3 przedstawiono kluczowe materiały odzyskiwane z paneli PV oraz możliwości ich potencjalnego ponownego wykorzystania.

**Tabela 8.3.** Odzyskane materiały i ich potencjalne ponowne wykorzystanie

Materiał	Typowy wskaźnik odzysku [%]	Główne zastosowanie po recyklingu	Wyzwania / Uwagi
Szkło	90–95%	Nowe panele PV, inne produkty szklane	–
Aluminium	~90% lub więcej	Nowe ramy paneli	Recykling zużywa 95% mniej energii niż produkcja pierwotna
Krzem	Do 85%	Nowe wafle krzemowe (wymaga wysokiej czystości), budownictwo	Wymaga rafinacji do 6N–11N czystości; różnice w jakości starszych wafli
Miedź	Wysoki odzysk	Nowe panele, inne produkty elektroniczne	–
Srebro	Wysoki odzysk (>90% w 10 min w procesach chemicznych)	Nowe panele, inne produkty elektroniczne	Stanowi <0.1% masy, ale 47% wartości odzyskanych materiałów
Tworzywa sztuczne	Częściowy odzysk	Źródło ciepła w procesach termicznych	Trudności w pełnym odzysku i recyklingu zamkniętym

Źródło: opracowanie własne na podstawie [1, 14, 20, 21, 30]

## Aspekty ekonomiczne i środowiskowe recyklingu paneli fotowoltaicznych

### Koszty utylizacji i recyklingu paneli fotowoltaicznych

Koszty recyklingu stanowią jedno z głównych zadań w zrównoważonym zarządzaniu panelami PV [1]. Obecne szacunki wskazują, że koszty recyklingu paneli PV, wahające się od 10 do 45 USD za panel (średnio 20–30 USD), są znacząco wyższe niż koszty składowania na wysypiskach, które wynoszą od 1 do 5 USD za panel [6]. Ta duża dysproporcja ekonomiczna, gdzie składowanie jest znacznie tańsze niż recykling, podważa cele ochrony środowiska i zasobów naturalnych związane z energią słoneczną. Ta bariera ekonomiczna jest główną przyczyną obecnych niskich wskaźników recyklingu i wymaga wdrożenia działań mających na celu zrównoważenie kosztów i korzyści.

Koszty recyklingu zależą od wielu czynników, w tym od typu panelu (panele cienko-warstwowe mogą być droższe w recyklingu ze względu na unikalny skład materiałowy) [6],

lokalizacji zakładu recyklingu oraz logistyki i transportu. Koszty transportu mogą wynosić od 1000 do 2000 USD za kontener (mieszczący 300–500 paneli), a koszty odbioru od 0,05 do 0,25 USD za wat [18].

W Polsce średnia cena utylizacji paneli słonecznych oscyluje w granicach 1,5 zł/kg w przypadku dostarczenia paneli do punktu zbiórki przez klienta. Odbiór paneli z posesji wiąże się z dodatkową opłatą za dojazd, średnio 2,5 zł/km. Orientacyjne koszty dla instalacji wynoszą: 300–400 zł netto dla instalacji 4 kW, 500–600 zł netto dla 7 kW oraz 800–850 zł netto dla 10 kW. Warto zauważyć, że panele monokrystaliczne, produkując więcej prądu na tej samej powierzchni, ważą mniej, co może obniżyć koszty utylizacji dla instalacji o tej samej mocy. Koszt utylizacji ostatecznie spada na właściciela instalacji [4].

Pomimo obecnych wyzwań oczekuje się, że koszty recyklingu będą się zmniejszać wraz z poprawą technologii i osiągnięciem ekonomii skali [9]. Według szacunków International Renewable Energy Agency (IRENA) przewiduje się, że wartość odzyskiwalnych materiałów z paneli słonecznych może przekroczyć 15 mld USD do 2050 r. [21].

### **Korzyści środowiskowe recyklingu paneli fotowoltaicznych**

Recykling paneli fotowoltaicznych przynosi znaczące korzyści środowiskowe, które są kluczowe dla zrównoważonego rozwoju energetyki słonecznej.

#### ***Redukcja emisji CO<sub>2</sub>***

Właściwy recykling zapobiega emisji ok. 544 kg CO<sub>2</sub> na każdą przetworzoną tonę paneli w porównaniu z produkcją paneli z surowców pierwotnych [21]. Każdy poddany recyklingowi panel zapobiega emisji ok. 44 kg CO<sub>2</sub> [21]. Jeśli panele są ponownie wykorzystywane zamiast tylko recyklingowane, oszczędności dotyczące CO<sub>2</sub> wzrastają do 1,5 tony na panel [21]. Biorąc pod uwagę miliony paneli, które zostaną wycofane z użytku do 2030 r., te oszczędności znacząco przyczynią się do działań na rzecz minimalizacji emisji CO<sub>2</sub> [21]. Recykling zmniejsza również emisje związane z transportem i zużyciem energii, ponieważ redukuje zależność od importowanych materiałów [21].

#### ***Ochrona zasobów naturalnych***

Recykling paneli słonecznych zmniejsza potrzebę wydobycia pierwotnych surowców kopalnych, co wiąże się z negatywnym wpływem środowiskowym [21]. Recykling pozwala na odzyskanie cennych materiałów, takich jak srebro, miedź i krzem krystaliczny, wspierając ideę gospodarki o obiegu zamkniętym w technologii słonecznej [21]. Recykling aluminium z ram paneli słonecznych zużywa 95% mniej energii niż produkcja nowego aluminium z boksytów, unikając tym samym wpływu na środowisko związanego z wydobyciem, transportem i rafinacją nowych materiałów [21]. Odzyskiwanie krzemu omija energochłonne procesy wydobycia i przetwarzania wymagane do jego produkcji, nawet jeśli odzyskany materiał wymaga rafinacji przed ponownym użyciem [21].

#### ***Redukcja odpadów i zapobieganie zanieczyszczeniom***

Recykling pomaga zaoszczędzić ograniczoną przestrzeń na wysypiskach i zapobiega uwalnianiu toksycznych substancji, takich jak ołów, kadm i selen, do gleby i wód gruntowych [5]. Szacuje się, że panele zainstalowane w Stanach Zjednoczonych do 2021 r., które

zostaną wycofane z użytku do 2030 r., mogłyby pokryć powierzchnię ok. 3000 boisk piłkarskich, co podkreśla znaczący potencjał recyklingu odpadów [21]. Do 2050 r. materiały odzyskane z paneli słonecznych mogłyby dostarczyć komponenty do produkcji 2 mld nowych paneli bez konieczności wydobycia surowców pierwotnych, co stanowi ok. 5 mln kg surowców z odzysku [21].

### **Analiza cyklu życia PV**

Analiza cyklu życia (*life cycle assessment*, LCA) instalacji fotowoltaicznych jest kluczowym etapem procesu planowania, służącym do oceny ich wpływu na środowisko. Żywotność systemu PV szacuje się na 25–40 lat, w zależności od czynników, takich jak użyty sprzęt i warunki środowiskowe. LCA systemu PV pozwala na ocenę wpływu na środowisko – począwszy od produkcji sprzętu, aż po utylizację paneli. Etapy cyklu życia fotowoltaiki obejmują [32]:

- wydobycie surowców, ich przetwarzanie i rafinację, produkcję modułów PV i innych komponentów systemu;
- instalację, eksploatację i konserwację;
- wycofanie z eksploatacji i utylizację lub recykling.

Metoda LCA rozpoczyna się od analizy inwentaryzacyjnej w celu oceny ilości materiałów, które projekt wykorzysta, a które mają wpływ na środowisko. Weryfikuje też, czy podczas cyklu życia elektrowni będą występować jakiegokolwiek szkodliwe dla środowiska emisje, np. CO<sub>2</sub>. Emisja dwutlenku węgla wiąże się z pozyskiwaniem metali, w tym przypadku dochodzi do niej podczas ich wydobycia, a następnie w trakcie procesów związanych z transportem [32].

Wpływ środowiskowy recyklingu modułów PV jest bardzo mały w porównaniu z wpływem wynikającym z ich produkcji. W przypadku modułów krzemowych krystalicznych (c-Si) procesy recyklingowe stanowią maksymalnie 1,1% całkowitego wpływu środowiskowego systemu PV o mocy 3 kWp. W przypadku zsumowania wszystkich wpływów na środowisko recykling paneli PV stanowi poniżej 3%. W przypadku modułów cienkowarstwowych z tellurku kadmu (CdTe) obróbka zużytych modułów PV również stanowi niewielki udział w całkowitym wpływie środowiskowym systemu PV o mocy 3 kWp, z najwyższymi wkładami w: zmiany klimatyczne (4,8%), skutki rakotwórcze dla ludzi (3,4%) i obecność pyłów zawieszonych (2,6%) [33].

Odzysk szkła, metali i materiałów półprzewodnikowych z modułów c-Si i CdTe powoduje mniejszy wpływ środowiskowy niż wydobycie, rafinacja i dostawa odpowiednich materiałów z zasobów pierwotnych [33].

### **Ramy regulacyjne i inicjatywy gospodarki o obiegu zamkniętym**

Wzrost ilości odpadów PV wymusza rozwój odpowiednich ram regulacyjnych i inicjatyw promujących gospodarkę o obiegu zamkniętym.

## Przepisy prawne dotyczące utylizacji paneli fotowoltaicznych (UE, USA, Chiny, Japonia)

Dyrektywa Unii Europejskiej w sprawie zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego (*waste electrical and electronic equipment*, WEEE) obejmuje także panele fotowoltaiczne, nakładając na producentów obowiązek finansowania zbiórki, przetwarzania i recyklingu produktów wprowadzanych na rynek [1]. Od 2018 r. dyrektywa WEEE ustaliła cele odzysku na poziomie 85% zebranych odpadów PV i 80% ponownego użycia / recyklingu [1]. Wprowadzono również symbol przekreślonego kosza na śmieci, wskazujący na konieczność oddzielnej zbiórki paneli PV [34]. Pomimo tych regulacji w Europie nadal występują wyzwania logistyczne związane z różnorodnością typów paneli i brakiem ujednoliconego systemu zbiórki [6].

W Stanach Zjednoczonych panele PV po zakończeniu użytkowania są klasyfikowane jako odpady stałe i podlegają federalnym regulacjom oraz programom stanowym i lokalnym. Jeśli panele zawierają metale ciężkie (np. ołów, kadm) w wystarczająco wysokich stężeniach mogą zostać uznane za odpady niebezpieczne zgodnie z RCRA Subtitle C, co ustala się na podstawie testu TCLP (*toxicity characteristic leaching procedure*). Agencja Ochrony Środowiska (Environmental Protection Agency, EPA) w 2023 r. ogłosiła nowe regulacje mające na celu ulepszenie recyklingu i zarządzania panelami słonecznymi po zakończeniu ich eksploatacji, w tym propozycję dodania paneli słonecznych do przepisów dotyczących odpadów uniwersalnych [5]. Amerykański Departament Energii (Department of Energy, DOE) aktywnie finansuje badania nad nowymi materiałami, metodami recyklingu i technikami obniżającymi koszty, a także analizuje polityki stanowe i lokalne [2].

Chiny ustanowiły kompleksowe regulacje dotyczące zarządzania panelami słonecznymi po zakończeniu ich eksploatacji, w tym krajową ustawę o odpadach stałych i wytyczne techniczne dotyczące recyklingu odpadów sprzętu elektrycznego i elektronicznego [35]. W 2016 r. w Chinach powstał plan wdrażania rozszerzonej odpowiedzialności producenta, który określa cele recyklingu dla kluczowych produktów, w tym paneli PV, dążąc do osiągnięcia 50% wskaźnika recyklingu i 20% wykorzystania surowców z recyklingu do 2025 r. [36]. Pomimo tych kroków brakuje jeszcze ugruntowanego systemu recyklingu paneli PV, a obecne metody często są nieskomplikowane i prowadzą do ponownego wykorzystania odpadów jako materiałów budowlanych [37].

Japonia planuje wprowadzić przełomowy obowiązek recyklingu paneli słonecznych, kategoryzując je jako odpady przemysłowe, podobnie jak ma to miejsce w dyrektywie WEEE w Unii Europejskiej [38]. Nowa polityka energetyczna ma na celu wprowadzenie opłat recyklingowych dla właścicieli paneli i rozbudowę centrów recyklingu [39]. Obecnie Japonia nie posiada specyficznych regulacji dotyczących „końca życia” paneli PV, a ich utylizacja podlega ogólnej ustawie o gospodarce odpadami i oczyszczaniu publicznym. Japońskie Ministerstwa Środowiska (Ministry of Environment, MOE) oraz Gospodarki, Handlu i Przemysłu (Ministry of Economy, Trade and Industry, METI) współpracują nad rozwiązaniem problemu dotyczącego odpadów energetycznych [40].

### Inicjatywy gospodarki o obiegu zamkniętym dla fotowoltaiki

Gospodarka o obiegu zamkniętym (*circular economy*) dla systemów PV wymaga zmian w całym łańcuchu dostaw. Obejmuje to promowanie projektowania i produkcji wysokiej jakości systemów, maksymalizowanie żywotności produktów poprzez ich konserwację, naprawy i ponowne użycie, ustanawianie wysokowartościowego recyklingu oraz redukcję składowania odpadów [41].

Problemy związane z tym zagadnieniem obejmują:

- słaby popyt i powolne kształtowanie rynku – popyt na usługi recyklingowe i materiały z recyklingu jest niski ze względu na nowy tani import PV (głównie z Chin), niespójne wielkości odpadów i brak korzystnych ofert dla konsumentów; używane panele PV nie są też konkurencyjne cenowo w porównaniu z nowymi [42];
- powolny rozwój technologiczny i ograniczone projekty badawcze – niski poziom gotowości technologicznej sprzętu i procesów recyklingu wynika ze słabego popytu, co utrudnia uzasadnienie inwestycji w badania i rozwój [42]. Konstrukcja paneli krzemowych krystalicznych, przedkładająca wydajność nad możliwość naprawy i recyklingu, utrudnia odzysk materiałów o wysokiej czystości [42];
- rozdrobnione i niezgodne ramy prawne – brakuje rozwiązań regulacyjnych dotyczących recyklingu PV spójnych z celami wdrożenia odnawialnych źródeł energii. Zasady rozszerzonej odpowiedzialności producenta często są niejasne, zwłaszcza w przypadku paneli zainstalowanych przed wprowadzeniem regulacji, co przenosi odpowiedzialność za utylizację na użytkowników końcowych. Klasyfikowanie paneli PV jako odpadów w ramach dyrektywy WEEE komplikuje modele biznesowe ze względu na surowe przepisy prawne dotyczące postępowania z e-odpadami [14];
- ograniczona mobilizacja zasobów – do wdrażania i skalowania strategii gospodarki o obiegu zamkniętym są mobilizowane niewystarczające zasoby, ponieważ inwestycje w tym obszarze są nadal ryzykowne z powodu ograniczeń technologicznych i niedojrzałości rynku. Obecne wolumeny odpadów PV są zbyt niskie dla lokalnych zakładów recyklingu, co wydłuża transport i zwiększa koszty [14].

Możliwości i kierunki rozwoju obejmują:

- ponowne użycie / sprzedaż używanych modułów na rynku wtórnym – stosowanie używanych modułów PV w miejscach o dużym natężeniu promieniowania, zwłaszcza w Australii [16, 43];
- ekstrakcję komponentów – odzyskiwanie poszczególnych komponentów (np. ramy, szkło, ogniwa krzemowe, okablowanie) [30];
- ekstrakcję materiału – odzyskiwanie całkowitej możliwej ilości materiału [16];
- wspieranie badań i rozwoju – inwestycje w badania nad bardziej efektywnymi i tańszymi technologiami recyklingu są kluczowe [2];
- współpracę i standaryzację – konieczna jest współpraca między producentami, rządami i firmami recyklingowymi w celu opracowania znormalizowanych procedur dotyczących postępowania oraz transportu paneli po zakończeniu ich eksploatacji; należy też dążyć do standaryzacji w zakresie składowania paneli PV [6];

- tworzenie miejsc pracy – rozwój branży recyklingu paneli PV może się przyczynić do powstania nowych miejsc pracy oraz do wzrostu gospodarczego [21]. Szacuje się, że globalny rynek recyklingu paneli słonecznych w 2030 r. będzie wart 2,7 mld USD [44].

## Wnioski i rekomendacje

Analiza metod utylizacji paneli PV ujawnia złożony obraz technologiczny, ekonomiczny i środowiskowy. Szybki rozwój sektora PV, choć niezbędny dla dekarbonizacji, stwarza pilną potrzebę opracowania i wdrożenia kompleksowych strategii zarządzania odpadami, które dotyczą:

- zrównoważenia ekonomicznego recyklingu – obecna dysproporcja kosztów, gdzie składowanie paneli na wysypiskach jest znacznie tańsze niż ich recykling, stanowi fundamentalną barierę dla masowego wdrażania zrównoważonych rozwiązań środowiskowych. Konieczne jest wprowadzenie i egzekwowanie regulacji, takich jak rozszerzona odpowiedzialność producenta, które obniżają koszty środowiskowe i finansowo zachęcają do recyklingu, np. poprzez ulgi podatkowe, dotacje na rozwój infrastruktury recyklingowej oraz opłaty recyklingowe wliczane w cenę produktu;
- rozwoju i integracji technologii recyklingu – żadna pojedyncza metoda recyklingu (mechaniczna, termiczna, chemiczna) nie jest optymalna dla wszystkich typów paneli i wszystkich odzyskiwanych materiałów. Przyszłość leży w rozwoju i integracji wieloetapowych procesów, które łączą zalety różnych technik. Należy wspierać badania i rozwój w obszarach, takich jak zaawansowane procesy hydrometalurgiczne, ultradźwiękowa delaminacja, selektywne trawienie oraz innowacyjne, ekologiczne metody recyklingu dla nowych materiałów, takich jak perowskity;
- priorytetu dla odzysku krzemu o wysokiej czystości – pełne rzeczywistnienie gospodarki o obiegu zamkniętym dla PV zależy od zdolności do odzyskiwania krzemu o czystości wystarczającej do ponownego wykorzystania w produkcji nowych ogniw słonecznych. Wymaga to intensywnych badań nad nowymi metodami oczyszczania krzemu oraz potencjalnego dostosowania procesów produkcyjnych w celu uzyskania z recyklingu materiałów o większej czystości;
- wdrożenia zasad projektowania dla recyklingu – sposoby projektowania paneli powinny ułatwiać ich demontaż i odzysk materiałów. Obejmuje to eliminację toksycznych substancji, zastępowanie ich mniej szkodliwymi odpowiednikami, opracowywanie enkapsulantów łatwych do rozdzielenia oraz tworzenie trwałych systemów identyfikacji paneli (np. kody RFID z danymi o składzie), co usprawni procesy recyklingu i ponownego użycia;
- budowy kompleksowej infrastruktury logistycznej i zbierania danych – rozproszony charakter instalacji PV i zróżnicowane okresy ich eksploatacji wymagają stworzenia efektywnych strategii zbiórki i transportu paneli do zakładów recyklingu. Konieczne jest również opracowanie i wdrożenie znormalizowanych procedur postępowania z odpadami PV oraz systemów gromadzenia danych o ich ilości i składowaniu, co pozwoli na lepsze planowanie i skalowanie operacji recyklingowych;
- wsparcia politycznego i współpracy międzynarodowej – wzrost ilości odpadów PV wymaga skoordynowanych działań na poziomie krajowym i międzynarodowym.

Rządy powinny wprowadzać ambitne, ale realistyczne cele recyklingowe, zapewniać wsparcie finansowe dla innowacji oraz infrastruktury, a także promować współpracę między producentami, recyklerami, naukowcami i decydentami w celu stworzenia spójnych ram regulacyjnych oraz rynkowych dla gospodarki o obiegu zamkniętym w sektorze fotowoltaicznym.

## Literatura

1. Wei G., Zhou Y., Hou Z., Li Y., Liu Q., Chen J., He D. *Review of c-Si PV module recycling and industrial feasibility*. *EES Solar* 2025; 1(1): 9–29.
2. U.S. Department of Energy. *End-of-life management of solar photovoltaics*. <https://www.energy.gov/eere/solar/end-life-management-solar-photovoltaics> (dostęp: 6.06.2025).
3. Ghahremani A., Adams S.D., Norton M., Khoo S.Y., Kouzani A.Z. *Delamination techniques of waste solar panels: a review*. *Clean Technologies* 2024; 6(1): 280–298.
4. Ardente F., Latunussa C.E.L., Blengini G.A. *Resource efficient recovery of critical and precious metals from waste silicon PV panel recycling*. *Waste Management* 2019; 91: 156–167.
5. United States Environmental Protection Agency (EPA). *End-of-life solar panels: regulations and management*. <https://www.epa.gov/hw/end-life-solar-panels-regulations-and-management> (dostęp: 6.06.2025).
6. Hoffs C. *How are solar panels made?* *Union of Concerned Scientists*. <https://blog.ucs.org/charlie-hoffs/how-are-solar-panels-made/> (dostęp: 6.06.2025).
7. Martínez M., Barrieto Y., Jimenez Y.P., Vega-García D., Jamett I. *Technological advancement in solar photovoltaic recycling: a review*. *Minerals* 2024; 14(7): 638.
8. Thompson V. *Water-based recycling of perovskite solar cells*. <https://www.pv-magazine.com/2025/02/19/water-based-recycling-of-perovskite-solar-cells/> (dostęp: 6.06.2025).
9. United States Environmental Protection Agency (EPA). *Solar panel recycling*. <https://www.epa.gov/hw/solar-panel-recycling> (dostęp: 6.06.2025).
10. Kojima A., Teshima K., Shirai Y., Miyasaka T. *Organometal halide perovskites as visible-light sensitizers for photovoltaic cells*. *Journal of the American Chemical Society* 2009; 131(17): 6050–6051.
11. Parekh A., Uzunlar N., Scheller-Wolf A. *Recycling: the key to sustainable solar energy*. <https://tepperspectives.cmu.edu/all-articles/recycling-the-key-to-sustainable-solar-energy> (dostęp: 6.06.2025).
12. Rodziewicz T., Zaremba A., Waclawek M. *Photovoltaics: solar energy resources and the possibility of their use*. *Ecological Chemistry and Engineering S* 2016; 23(1): 9–32.
13. Lewkowicz S. *Recykling paneli fotowoltaicznych w 2025? Czy jest, jak uniknąć?* <https://columbusenergy.pl/blog/recykling-paneli-fotowoltaicznych/> (dostęp: 6.06.2025).
14. Macalova K., Václavík V., Dvorský T., Svoboda J., Charvat J., Gola L. *Recycling of photovoltaic panels – a review of the current trends*. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 2020; 867: 012029.

15. Alsema E.A., de Wild-Scholten M. *Environmental impact of crystalline silicon photovoltaic module production*. Materials Research Society Symposium Proceedings 2005; 895: 305.
16. Wisconsin Department of Natural Resources. *Managing used solar panels and components. Guidance for solar panel collection, storage, transportation, recycling and disposal*. PUB-WA-2038, 2024. <https://Apps.Dnr.Wi.Gov/Doclink/Waext/WA2038.Pdf> (dostęp: 12.04.2025).
17. Akhter M., Al Mansur A., Islam M.I., Lipu M.S.H., Karim T.F., Abdolrasol M.G.M., Alghamdi T.A.H. *Sustainable strategies for crystalline solar cell recycling: a review on recycling techniques, companies, and environmental impact analysis*. Sustainability 2024; 16(13): 5785.
18. Cain N. *Solar panel recycling: why and how to recycle solar panels*. <https://www.solar-cycle.us/resources/why-and-how-to-recycle-solar-panels> (dostęp: 6.06.2025).
19. Wang R., Song E., Zhang C., Zhuang X., Ma E., Bai J., Yuan W., Wang J. *Pyrolysis-based separation mechanism for waste crystalline silicon photovoltaic modules by a two-stage heating treatment*. RSC Advances 2019; 9(32): 18115–18123.
20. Northeast Recycling Council (NERC). *The opportunities of solar panel recycling*. <https://www.nerc.org/the-opportunities-of-solar-panel-recycling> (dostęp: 6.06.2025).
21. Morabito A. *The evolution of solar PV recycling: opportunity for Islands economic and environmental innovation – Greening the Islands Foundation*. <https://greeningtheislands.org/the-evolution-of-solar-pv-recycling-opportunity-for-islands-economic-and-environmental-innovation/> (dostęp: 6.06.2025).
22. Chen P.-H., Chen W.-S., Lee C.-H., Wu J.-Y. *Comprehensive review of crystalline silicon solar panel recycling: from historical context to advanced techniques*. Sustainability 2024; 16(1): 60.
23. Yadav D., Kumar S., Paramasivam P., Kantip. K., Gupta R., Yusuf M. *Comprehensive assessment of technological challenges in photovoltaic waste recovery in India using principal component analysis and analytic hierarchy process models*. Global Challenges 2025; 9(4): 2400300.
24. Padoan F.C.S.M., Altimari P., Pagnanelli F. *Recycling of end of life photovoltaic panels: a chemical prospective on process development*. Solar Energy 2019; 177: 746–761.
25. Abeni M. *What are solar panels made of?* <https://www.sunsave.energy/solar-panels-advice/solar-energy/what-are-solar-panels-made-of> (dostęp: 6.06.2025).
26. Lee J., Duffy N., Allen J. *A review of end-of-life silicon solar photovoltaic modules and the potential for electrochemical recycling*. Advanced Energy and Sustainability Research 2025; 6(2): 2400254.
27. Bilbao J.I., Heath G., Norgren A., Lunardi M.M., Carpenter A., Corkish R. *PV module design for recycling guidelines 2021. IEA PVPS Task 12: PV Sustainability*. [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/T12\\_2021\\_PV-Design-for-Recycling-Guidelines\\_Report.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/10/T12_2021_PV-Design-for-Recycling-Guidelines_Report.pdf) (dostęp: 6.06.2025).
28. Preet S., Smith S.T. *A comprehensive review on the recycling technology of silicon based photovoltaic solar panels: challenges and future outlook*. Journal of Cleaner Production 2024; 448: 141661.

29. Xinzhen L. *Time to recycle solar panels*. [https://www.bjreview.com/Opinion/Fact\\_Check/202307/t20230728\\_800338012.html](https://www.bjreview.com/Opinion/Fact_Check/202307/t20230728_800338012.html) (dostęp: 6.06.2025).
30. Lunardi M.M., Alvarez-Gaitan J.P., Bilbao J.I., Corkish R. *A review of recycling processes for photovoltaic modules*. [W:] Zaidi B. (red.) *Solar panels and photovoltaic materials*. IntechOpen 2018, 74390.
31. Włodarczyk R. *Analysis of the photovoltaic waste-recycling process in Polish conditions: a short review*. *Sustainability* 2022; 14(8): 4739.
32. Babin M. *Lifecycle analysis of a PV plant: carbon footprints and recycling modules*. <https://ratedpower.com/blog/lifecycle-analysis-pv-plant/> (dostęp: 6.06.2025).
33. Fthenakis V., Leccisi E. *Life cycle assessment of photovoltaics*. *Photovoltaic Solar Energy* 2024; 2: 541–554.
34. Granata G., Pagnanelli F., Moscardini E., Havlik T., Toro L. *Recycling of photovoltaic panels by physical operations*. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2014; 123: 239–248.
35. Zhou L., Xu Z. *Response to waste electrical and electronic equipments in China: legislation, recycling system, and advanced integrated process*. *Environmental Science and Technology* 2012; 46(9): 4713–4724.
36. Jiang C., Zhang Y. *Does extended producer responsibility system promote green technological innovation in China's power battery enterprises?* *Sustainability* 2023; 15(16): 12318.
37. Ghahremani A., Adams S.D., Norton M., Khoo S.Y., Kouzani A.Z. *Delamination techniques of waste solar panels: a review*. *Clean Technologies* 2024; 6(1): 280–298.
38. Shimamura Y. *Management of collection, recycling, and appropriate disposal of waste photovoltaic modules under the WEEE Directive in EU*. *Material Cycles and Waste Management Research* 2019; 30(6): 403–407.
39. pvknowhow.com. *Japan's solar panel recycling mandate for sustainability*. <https://www.pvknowhow.com/news/japan-solar-panel-recycling/> (dostęp: 8.06.2025).
40. Weckend S., Wade A., Heath G. International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems (IRENA and IEA-PVPS). *End-of-life management: solar photovoltaic panels*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA\\_IEAPVPS\\_End-of-Life\\_Solar\\_PV\\_Panels\\_2016.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf) (dostęp: 6.06.2025).
41. Brailovsky P., Baumann K., Held M., Briem A.-K., Wambach K., Gervais E., Herceg S., Mertvoy B., Nold S., Rentsch J. *Insights into circular material and waste flows from c-Si PV industry*. *EPJ Photovoltaics* 2023; 14: 5.
42. Zhou Y., Wen J., Zheng Y., Yang W., Zhang Y., Cheng W. *Status quo on recycling of waste crystalline silicon for photovoltaic modules and its implications for China's photovoltaic industry*. *Frontiers in Energy* 2014; 18: 685–698.
43. Tan V., Dias P.R., Chang N., Deng R. *Estimating the lifetime of solar photovoltaic modules in Australia*. *Sustainability* 2022; 14(9): 5336.
44. European Environment Agency. *Recycling materials from green energy technologies (Signal)*. <https://www.eea.europa.eu/en/european-zero-pollution-dashboards/indicators/recycling-from-green-technology> (dostęp: 6.06.2025).

## 9. Degradacja urządzeń energetycznych i predykcja ich żywotności

---

Anna Jarosz-Kozyro

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki,  
Katedra Automatykacji Procesów

E-mail: anjarosz@agh.edu.pl

### Wprowadzenie

Urządzenia energetyczne są fundamentem nowoczesnej gospodarki, stanowiąc kluczowy element infrastruktury, na której opiera się codzienne życie społeczeństwa. Bez nich wiele podstawowych czynności, takich jak oświetlenie domów, zasilanie urządzeń elektronicznych czy funkcjonowanie przemysłu byłoby niemożliwe.

Systemy elektroenergetyczne, które obejmują różnorodne urządzenia i instalacje, zapewniają nieprzerwaną dostawę energii elektrycznej, ciepłej oraz mechanicznej. Ich niezawodność jest kluczowa dla funkcjonowania przemysłu, transportu oraz codziennego życia obywateli. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię i zmieniających się warunków eksploatacyjnych znaczenie efektywnego zarządzania tymi urządzeniami staje się jeszcze bardziej istotne.

Celem niniejszej pracy jest zbadanie mechanizmów degradacji urządzeń energetycznych i omówienie metod predykcji ich żywotności. Zrozumienie procesów, które prowadzą do degradacji, jest kluczowe dla oceny stanu technicznego urządzeń i planowania działań konserwacyjnych.

Przedstawiono różne metody analizy, które pozwalają na przewidywanie żywotności urządzeń, co umożliwia lepsze zarządzanie ich eksploatacją. Pozwala to na minimalizowanie ryzyka awarii i zwiększenie efektywności operacyjnej systemów energetycznych. W kontekście dynamicznie zmieniającego się rynku energetycznego skuteczne zarządzanie urządzeniami energetycznymi staje się nie tylko kwestią techniczną, ale również strategiczną, mającą wpływ na bezpieczeństwo energetyczne i zrównoważony rozwój.

### Mechanizmy degradacji urządzeń energetycznych

Urządzenia energetyczne, podobnie jak inne systemy inżynieryjne, podlegają procesom zużycia, które są wynikiem długotrwałej eksploatacji. Materiały konstrukcyjne, np. metale, kompozyty czy ceramika, mogą tracić swoje właściwości mechaniczne, takie jak wytrzymałość na rozciąganie, twardość czy odporność na zmęczenie [1]. W miarę upływu czasu te zmiany mogą prowadzić do obniżenia efektywności operacyjnej i zwiększenia ryzyka awarii.

Korozja jest jednym z kluczowych mechanizmów degradacji, który wpływa na integralność strukturalną urządzeń energetycznych. Działanie czynników chemicznych, takich jak kwasy, zasady i sole, w połączeniu z warunkami atmosferycznymi (np. wilgotność,

temperatura) prowadzi do degradacji materiałów [2]. Procesy te mogą skutkować osłabieniem struktury, co zwiększa ryzyko wystąpienia awarii mechanicznych i elektrycznych.

Wiele urządzeń energetycznych jest narażonych na cykliczne obciążenia, które mogą prowadzić do zmęczenia materiałów. Powtarzające się naprężenia, wynikające z pracy urządzeń w zmiennych warunkach, mogą powodować powstawanie mikropęknięć w strukturze materiału. Zjawisko to, jeśli nie jest monitorowane, może prowadzić do poważnych uszkodzeń, a w skrajnych przypadkach do katastrofalnych awarii.

Ekstremalne warunki środowiskowe, w tym wysokie temperatury i duża wilgotność, mają istotny wpływ na procesy degradacji. Wysoka temperatura może powodować przegrzewanie komponentów, co z kolei przyspiesza reakcje chemiczne i fizyczne, prowadząc do degradacji materiałów [3]. Zwiększona wilgotność sprzyja korozji, co jest szczególnie niebezpieczne dla komponentów elektrycznych i elektronicznych.

Degradacja urządzeń energetycznych, takich jak panele fotowoltaiczne, magazyny energii i transformatory, może przybierać różne formy. Można je podzielić na kilka rodzajów, które pokazano na rysunku 9.1.

<p><b>Degradacja mechaniczna</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uszkodzenia fizyczne</li> <li>• Zarysowania</li> <li>• Korozja</li> </ul>	<p><b>Degradacja termiczna</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Przegrzewanie</li> <li>• Zmiany właściwości materiałów</li> <li>• Ekspansja cieplna</li> </ul>	<p><b>Degradacja chemiczna</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Starzenie się materiałów</li> <li>• Korozja chemiczna</li> <li>• Degradacja elektrolitów</li> </ul>
<p><b>Degradacja funkcjonalna</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Spadek wydajności</li> <li>• Zwiększone straty energii</li> <li>• Problemy z cyklami pracy</li> </ul>	<p><b>Degradacja środowiskowa</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zanieczyszczenia</li> <li>• Ekstremalne warunki atmosferyczne</li> <li>• Wilgotność</li> </ul>	<p><b>Degradacja operacyjna</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Błędy w zarządzaniu</li> <li>• Niewłaściwe użytkowanie</li> <li>• Brak regularnej konserwacji</li> </ul>

**Rysunek 9.1.** Rodzaje degradacji w urządzeniach energetycznych

*Źródło:* opracowanie własne

Uszkodzenia i problemy związane z fotowoltaiką, magazynami energii i transformatorami omówiono w dalszej części pracy. Poniżej przedstawiono szczegółowe informacje na temat specyficznych typów degradacji, z jakimi borykają się urządzenia energetyczne, oraz ich wpływu na wydajność i żywotność.

## Degradacja mechaniczna

Panele fotowoltaiczne mogą doświadczać uszkodzeń mechanicznych, takich jak pęknięcia spowodowane wstrząsami, gradobiciem czy niewłaściwym montażem. Dodatkowo ich powierzchnie mogą być zarysowane przez zanieczyszczenia, co wpływa na efektywność konwersji energii słonecznej. Zmniejszona przepuszczalność światła prowadzi do obniżenia wydajności paneli, co jest kluczowe dla ich funkcjonowania w systemach odnawialnych źródeł energii.

Magazyny energii, zwłaszcza te oparte na bateriach, również mogą mieć problemy z uszkodzeniami obudowy, co może prowadzić do nieszczelności i awarii wewnętrznych komponentów. Konstrukcja magazynów energii z baterii trakcyjnych musi być odpowiednio przemyślana, aby zapewnić trwałość i bezpieczeństwo, co jest kluczowe dla ich długoterminowej eksploatacji.

Korozja metalowych komponentów w systemach energetycznych, takich jak ramy paneli czy obudowy urządzeń, może prowadzić do osłabienia struktury i funkcjonalności [4]. Wysoka wilgotność i obecność soli w powietrzu, szczególnie w obszarach nadmorskich, przyspieszają proces korozji, co może znacząco wpłynąć na żywotność i efektywność całego systemu energetycznego. Regularna konserwacja i stosowanie materiałów odpornych na korozję są kluczowe dla zapewnienia długotrwałej wydajności tych urządzeń.

## Degradacja termiczna

Długotrwałe działanie w wysokich temperaturach może prowadzić do uszkodzeń komponentów w panelach fotowoltaicznych, magazynach energii i transformatorach. W przypadku paneli wysoka temperatura obniża ich sprawność, ponieważ zwiększa rezystancję elektryczną materiałów półprzewodnikowych, co skutkuje spadkiem wydajności konwersji energii słonecznej [5]. W transformatorach natomiast ciepło generowane przez straty mocy w uzwojeniach oraz rdzeniu może prowadzić do przegrzewania, co ogranicza ich trwałość i wymaga stosowania odpowiednich systemów chłodzenia.

Wysokie temperatury również mogą powodować zmiany w strukturze materiałów, takie jak deformacje lub degradacja izolacji w przewodach i kablach, co wpływa na ich funkcjonalność i bezpieczeństwo. W przypadku magazynów energii, zwłaszcza tych opartych na akumulatorach litowo-jonowych, przegrzewanie może prowadzić do zmniejszenia pojemności, a w skrajnych przypadkach nawet do awarii termicznych.

Ponadto różnice temperatur mogą powodować naprężenia w materiałach, co prowadzi do pęknięć lub innych uszkodzeń mechanicznych. Zjawisko to jest szczególnie istotne w przypadku paneli fotowoltaicznych, gdzie cykliczne zmiany temperatury mogą powodować mikropęknięcia w ogniwach, a to z czasem obniża ich wydajność i trwałość. Aby zminimalizować te efekty, kluczowe są stosowanie materiałów odpornych na zmiany temperatury oraz odpowiednie projektowanie systemów chłodzenia i izolacji.

## Degradacja chemiczna

W panelach fotowoltaicznych oraz magazynach energii reakcje chemiczne mogą prowadzić do zmniejszenia wydajności i pojemności. W przypadku magazynów energii,

zwłaszcza tych opartych na akumulatorach litowo-jonowych, procesy chemiczne zachodzące podczas cykli ładowania i rozładowania mogą powodować degradację elektrod, co skutkuje spadkiem ich efektywności oraz skróceniem żywotności [6]. W panelach fotowoltaicznych zanieczyszczenia chemiczne mogą wpływać na warstwy ochronne, co obniża ich odporność na czynniki środowiskowe.

Zanieczyszczenia chemiczne również mogą oddziaływać na metalowe części transformatorów i obudowy magazynów energii. Na przykład obecność wilgoci i związków chemicznych w powietrzu może przyspieszać proces korozji, co prowadzi do osłabienia struktury mechanicznej i zmniejszenia trwałości tych elementów. W transformatorach korozja może wpływać na rdzeń oraz uzwojenia, co z kolei obniża ich sprawność i zwiększa ryzyko awarii.

W przypadku baterii degradacja elektrolitów jest jednym z głównych czynników prowadzących do spadku pojemności i wydajności. Z czasem elektrolity mogą tracić swoje właściwości chemiczne, co ogranicza zdolność akumulatorów do przechowywania energii. Aby zminimalizować te efekty, kluczowe są stosowanie wysokiej jakości materiałów oraz odpowiednie zarządzanie cyklami pracy urządzeń, co pozwala na wydłużenie ich żywotności i efektywności.

### **Degradacja funkcjonalna**

W miarę upływu czasu wszystkie urządzenia energetyczne, takie jak panele fotowoltaiczne, magazyny energii i transformatory, mogą doświadczać spadku wydajności, co bezpośrednio wpływa na ich efektywność [7]. W przypadku paneli fotowoltaicznych degradacja materiałów półprzewodnikowych prowadzi do zmniejszenia zdolności konwersji energii słonecznej, natomiast w transformatorach straty mocy mogą się zwiększać z powodu starzenia się izolacji i innych komponentów.

Magazyny energii, szczególnie te oparte na akumulatorach litowo-jonowych, mogą z czasem tracić swoją efektywność ładowania i rozładowania. Proces ten jest wynikiem naturalnej degradacji chemicznej elektrod oraz elektrolitów, co prowadzi do zmniejszenia pojemności magazynów. Niewłaściwe zarządzanie cyklami ładowania i rozładowania, takie jak zbyt głębokie rozładowania lub przeładowania, dodatkowo przyspiesza ten proces, skracając żywotność urządzeń.

Aby zminimalizować spadek wydajności, kluczowe jest stosowanie odpowiednich procedur eksploatacyjnych oraz regularna konserwacja. W przypadku magazynów energii systemy zarządzania bateriami mogą monitorować i optymalizować cykle pracy, co pozwala na wydłużenie ich żywotności. Podobnie w transformatorach – regularne przeglądy i konserwacja mogą zapobiegać nadmiernym stratom mocy i przedłużyć ich efektywne działanie.

### **Degradacja środowiskowa**

Zabrudzenia, takie jak kurz, liście czy inne zanieczyszczenia, mogą znacząco wpływać na wydajność paneli fotowoltaicznych. Zanieczyszczenia te ograniczają ilość światła docierającego do ogniw, co zmniejsza efektywność konwersji energii słonecznej na

energię elektryczną [8]. Regularne czyszczenie paneli jest kluczowe, aby utrzymać ich sprawność na wysokim poziomie.

Silne wiatry, opady deszczu czy grad mogą prowadzić do uszkodzeń mechanicznych paneli fotowoltaicznych. Pęknięcia, uszkodzenia łączy czy deformacje mogą obniżać ich wydajność lub nawet powodować całkowitą awarię. Nowoczesne panele są projektowane z myślą o odporności na trudne warunki atmosferyczne, jednak ekstremalne zjawiska pogodowe nadal stanowią dla nich zagrożenie.

Wysoka wilgotność może negatywnie wpływać na izolację w transformatorach oraz na trwałość komponentów w magazynach energii. Wilgoć może prowadzić do korozji metalowych elementów oraz degradacji materiałów izolacyjnych, co zwiększa ryzyko awarii i obniża efektywność urządzeń. Dlatego kluczowe są stosowanie odpowiednich materiałów odpornych na wilgoć oraz regularna konserwacja, aby zapobiegać takim problemom.

### **Degradacja operacyjna**

Niewłaściwe decyzje dotyczące eksploatacji i konserwacji urządzeń energetycznych mogą znacząco przyspieszyć ich degradację. Przykładem jest nieodpowiednie planowanie cykli ładowania i rozładowania w magazynach energii, co prowadzi do zmniejszenia ich żywotności oraz wydajności. Regularne monitorowanie parametrów pracy, np. za pomocą systemów zarządzania bateriami, jest kluczowe, aby uniknąć takich problemów.

Użytkowanie urządzeń w sposób niezgodny z ich przeznaczeniem lub w warunkach przekraczających ich specyfikacje techniczne może prowadzić do poważnych uszkodzeń. Na przykład magazyny energii narażone na zbyt wysokie temperatury lub przeciążenia mogą szybciej tracić swoje właściwości użytkowe. Podobnie nieodpowiednie użytkowanie paneli fotowoltaicznych czy transformatorów może skutkować obniżeniem ich efektywności i trwałości.

Zaniedbanie regularnych przeglądów i konserwacji urządzeń energetycznych prowadzi do kumulacji drobnych problemów, które z czasem mogą skutkować poważnymi awariami. Regularne inspekcje pozwalają na wczesne wykrycie usterek, takich jak korozja, uszkodzenia mechaniczne czy degradacja materiałów, co znacząco wydłuża żywotność urządzeń i minimalizuje ryzyko kosztownych napraw.

### **Modele matematyczne**

Modelowanie degradacji w urządzeniach energetycznych jest kluczowym elementem zapewnienia ich niezawodności i efektywności operacyjnej. W obliczu rosnących wymagań dotyczących wydajności oraz bezpieczeństwa inżynierowie i naukowcy muszą korzystać z różnorodnych modeli matematycznych, które pozwalają na przewidywanie oraz analizowanie procesów degradacji, w tym z modeli: statystycznych, fizycznych, symulacyjnych i prognostycznych. Techniki stosowane w tych modelach pokazano na rysunku 9.2.

Dzięki zastosowaniu tych modeli możliwe jest nie tylko przewidywanie awarii, ale także identyfikacja kluczowych czynników wpływających na degradację, co w dłuższej perspektywie przyczynia się do zwiększenia efektywności systemów energetycznych [9].



**Rysunek 9.2.** Techniki analizy danych

*Źródło:* opracowanie własne

Poniżej szczegółowo omówiono każdy z tych typów modeli oraz ich zastosowanie w kontekście urządzeń energetycznych.

### Modele statystyczne

Modele statystyczne są jednymi z najczęściej stosowanych narzędzi w analizie niezawodności urządzeń [10]. Opierają się na danych historycznych i eksploatacyjnych, umożliwiając identyfikację wzorców degradacji oraz przewidywanie czasu do awarii.

Regresja liniowa umożliwia badanie prostych zależności między zmiennymi, takimi jak czas pracy urządzenia a liczbą awarii [11]. Dzięki temu inżynierowie mogą określić, jak długo urządzenie może działać przed wystąpieniem problemów.

Regresja nieliniowa z kolei pozwala modelować bardziej złożone zależności, na przykład wpływ temperatury na degradację, co jest istotne w przypadku urządzeń narażonych na zmienne warunki środowiskowe [12]. Analiza parametrów operacyjnych, takich jak obciążenie czy temperatura, jest kluczowa dla przewidywania czasu do awarii, co wspiera planowanie konserwacji i optymalizację pracy systemów.

Model Weibulla jest powszechnie stosowany w analizie niezawodności, umożliwiając oszacowanie prawdopodobieństwa awarii w określonym czasie [13]. To narzędzie jest szczególnie przydatne w planowaniu konserwacji urządzeń energetycznych, takich jak transformatory czy baterie, ponieważ pozwala inżynierom przewidywać, kiedy urządzenia mogą wymagać serwisowania, co minimalizuje przestoje i zwiększa efektywność operacyjną.

Analiza wariacji (ANOVA) pozwala na porównanie wpływu różnych czynników, takich jak temperatura czy wilgotność, na degradację urządzeń [14]. Dzięki tej metodzie można zidentyfikować czynniki mające największy wpływ na żywotność urządzeń, co jest kluczowe dla ich projektowania i eksploatacji. Zrozumienie tych zależności umożliwia wprowadzenie odpowiednich środków zaradczych, które mogą wydłużyć czas użytkowania urządzeń.

Testy hipotez weryfikują, czy określone czynniki (np. wysoka temperatura) mają istotny wpływ na degradację [15]. Dzięki tym testom można potwierdzić lub odrzucić założenia dotyczące wpływu warunków eksploatacyjnych na urządzenia, co jest niezbędne do podejmowania świadomych decyzji dotyczących ich użytkowania i konserwacji.

### **Modele fizyczne**

Modele fizyczne opierają się na zrozumieniu procesów degradacji i zasad działania urządzeń. Uwzględniają czynniki środowiskowe, mechaniczne i chemiczne, które wpływają na żywotność urządzeń.

Analiza termograficzna jest jedną z kluczowych metod diagnostycznych w technice, umożliwiającą monitorowanie zmian temperatury w czasie za pomocą kamer termowizyjnych [16]. Dzięki tej technologii możliwe jest wykrywanie przegrzewania komponentów, takich jak uzwojenia w transformatorach czy złącza w rozdzielnicach elektrycznych. Termowizja pozwala na bezkontaktowe wykrywanie anomalii termicznych, które mogą wskazywać na potencjalne uszkodzenia lub przeciążenia, co umożliwia szybkie podjęcie działań zapobiegawczych i minimalizację ryzyka awarii.

Analiza drgań to kolejna istotna technika diagnostyczna, która pozwala na wykrywanie uszkodzeń mechanicznych, takich jak pęknięcia, zużycie łożysk czy niewyważenie elementów wirujących [17]. Monitorowanie wibracji jest szczególnie ważne w urządzeniach, takich jak turbiny wiatrowe, gdzie nawet niewielkie nieprawidłowości mogą prowadzić do poważnych awarii. Dzięki analizie drgań możliwe jest wczesne wykrycie problemów mechanicznych, co pozwala na ich usunięcie przed wystąpieniem poważniejszych uszkodzeń.

Analiza chemiczna znajduje zastosowanie w ocenie stanu materiałów eksploatacyjnych, takich jak olej w transformatorach. Badanie składu chemicznego oleju pozwala na wykrycie oznak degradacji, takich jak obecność gazów rozpuszczonych, które mogą świadczyć o przegrzewaniu lub wylądowaniach wewnętrznych [18]. Metodę tę wykorzystuje się do monitorowania stanu izolacji i innych komponentów chemicznych, co pozwala na planowanie konserwacji i wydłużenie żywotności urządzeń.

Modelowanie procesów fizycznych umożliwia symulację wpływu czynników, takich jak ciśnienie, temperatura czy naprężenia mechaniczne w materiałach [19]. Dzięki temu można prognozować trwałość komponentów w ekstremalnych warunkach eksploatacyjnych, takich jak wysokie temperatury w transformatorach czy zmienne obciążenia w magazynach energii. Symulacje te pozwalają na optymalizację projektowania urządzeń i przewidywanie ich zachowania w różnych scenariuszach operacyjnych.

### **Modele symulacyjne**

Modele symulacyjne wykorzystują komputerowe symulacje do analizy zachowania urządzeń w różnych warunkach eksploatacyjnych. Pozwalają na przeprowadzanie eksperymentów w wirtualnym środowisku, co jest szczególnie przydatne w badaniach nad nowymi technologiami.

Symulacje komputerowe umożliwiają tworzenie wirtualnych modeli urządzeń i testowanie ich w różnych warunkach operacyjnych [20]. Dzięki temu można analizować

wpływ zmiennych, takich jak obciążenie czy temperatura, na procesy degradacji. W technice energetycznej symulacje te pozwalają na przewidywanie zachowania urządzeń w ekstremalnych warunkach, co wspiera projektowanie bardziej niezawodnych systemów oraz optymalizację ich pracy.

Analiza Monte Carlo jest metodą probabilistyczną, która umożliwia przewidywanie ryzyka awarii w różnych scenariuszach operacyjnych [21]. Dzięki wielokrotnemu losowaniu parametrów wejściowych można modelować złożone zjawiska i oceniać niezawodność systemów energetycznych. W praktyce technicznej metoda ta znajduje zastosowanie w prognozowaniu ryzyka awarii transformatorów, magazynów energii czy systemów fotowoltaicznych, umożliwiając podejmowanie lepszych decyzji dotyczących zarządzania ryzykiem.

Metoda elementów skończonych (*finite element method*, FEM) pozwala na szczegółową analizę naprężeń i deformacji w materiałach pod wpływem obciążeń mechanicznych i termicznych [22]. W technice energetycznej metoda ta jest wykorzystywana do badania wytrzymałości mechanicznej komponentów, takich jak obudowy transformatorów, łopaty turbin wiatrowych czy struktury paneli fotowoltaicznych. Dzięki FEM można przewidywać potencjalne uszkodzenia i optymalizować konstrukcję urządzeń.

Analiza scenariuszy „co, jeśli” służy do przeprowadzania eksperymentów w wirtualnym środowisku, co pozwala na ocenę skutków różnych decyzji operacyjnych [23]. W technice energetycznej metoda ta jest stosowana do optymalizacji procesów konserwacyjnych, takich jak planowanie przeglądów czy wymiana komponentów. Dzięki temu można minimalizować koszty eksploatacyjne i zwiększać niezawodność systemów.

### **Modele prognostyczne**

Modele prognostyczne łączą informacje z różnych źródeł, takich jak czujniki, dane historyczne i operacyjne, aby tworzyć kompleksowe prognozy dotyczące żywotności urządzeń.

Algorytmy uczenia maszynowego, takie jak sieci neuronowe, drzewa decyzyjne czy maszyny wektorów nośnych, są powszechnie stosowane w analizie danych eksploatacyjnych urządzeń [24]. Dzięki tym technikom możliwe jest identyfikowanie ukrytych wzorców w dużych zbiorach danych, co pozwala na przewidywanie awarii i optymalizację pracy systemów [25]. W technice energetycznej algorytmy te znajdują zastosowanie w monitorowaniu stanu urządzeń, takich jak transformatory czy magazyny energii, umożliwiając podejmowanie decyzji opartych na danych.

Analiza trendów czasowych opiera się na badaniu szeregów czasowych w celu identyfikacji wzorców i prognozowania przyszłych zachowań urządzeń [26]. Dzięki tej metodzie można przewidywać zmiany w wydajności systemów, takie jak spadek efektywności paneli fotowoltaicznych czy degradacja baterii w magazynach energii. Analiza ta wspiera planowanie konserwacji i pozwala na wczesne wykrywanie potencjalnych problemów.

Analiza klastrów umożliwia grupowanie urządzeń o zbliżonych wzorcach degradacji, co pozwala na identyfikację grup wymagających podobnych działań konserwacyjnych [27]. W praktyce technicznej metoda ta jest wykorzystywana do optymalizacji

zarządzania flotą urządzeń, takich jak turbiny wiatrowe czy generatory, pozwalając na bardziej efektywne planowanie przeglądów i napraw.

Analiza głównych składowych (*principal component analysis*, PCA) jest techniką redukcji wymiarowości danych, która pozwala na identyfikację najważniejszych zmiennych wpływających na procesy degradacji [28]. Dzięki PCA możliwe jest uproszczenie analizy złożonych danych eksploatacyjnych, co ułatwia interpretację wyników oraz podejmowanie decyzji dotyczących konserwacji i optymalizacji pracy urządzeń.

## Degradacja w różnych typach urządzeń

Degradacja urządzeń energetycznych to złożony proces, który wpływa na ich wydajność, niezawodność i żywotność. W kontekście rosnącego zapotrzebowania na energię oraz konieczności zrównoważonego rozwoju zrozumienie mechanizmów degradacji staje się kluczowe dla efektywnego zarządzania systemami energetycznymi.

### Degradacja w fotowoltaice

Panele fotowoltaiczne są narażone na różne formy uszkodzeń mechanicznych. Pęknięcia paneli mogą się pojawić w wyniku silnych uderzeń, takich jak gradobicie lub przypadkowe uderzenia podczas instalacji i konserwacji. Zarysowania powierzchni spowodowane przez zanieczyszczenia, takie jak kurz czy piasek mogą znacząco wpłynąć na wydajność produkcji energii, ponieważ zmniejszają ilość światła słonecznego docierającego do ogniw fotowoltaicznych.

Przeżewanie paneli fotowoltaicznych jest istotnym problemem, szczególnie w gorących klimatach. Długotrwałe działanie w wysokich temperaturach może prowadzić do uszkodzeń komponentów, a także do zmiany właściwości materiałów, takich jak zmniejszenie elastyczności lub degradacja klejów używanych w konstrukcji paneli. Zmiany te mogą skutkować obniżeniem wydajności paneli.

Niskie temperatury mogą wpływać na wydajność paneli fotowoltaicznych, chociaż w przeciwieństwie do wysokich temperatur mogą one czasami poprawić efektywność produkcji energii. W chłodniejszych warunkach panele mogą działać bardziej efektywnie, ponieważ ich wydajność wzrasta, gdy temperatura ogniw jest niższa. Jednak ekstremalnie niskie temperatury mogą prowadzić do problemów, takich jak zamarzanie wody w systemach odprowadzających, co może uszkodzić komponenty. Dodatkowo niskie temperatury mogą wpływać na właściwości materiałów, a to może prowadzić do ich kruchości i zwiększonego ryzyka pęknięć.

Starzenie się materiałów użytych w produkcji paneli fotowoltaicznych, takich jak szkło, folie i materiały półprzewodnikowe, powoduje ich degradację. Wysoka wilgotność może prowadzić do korozji metalowych komponentów, co z kolei wpływa na ich trwałość i funkcjonalność. W warunkach podwyższonej wilgotności woda może gromadzić się w szczelinach i na powierzchni komponentów, co sprzyja procesom chemicznym, które mogą osłabiać strukturę paneli.

Mała wilgotność również ma wpływ na panele fotowoltaiczne. W warunkach niskiej wilgotności może występować zwiększone ryzyko elektryczności statycznej, co prowadzi

do uszkodzeń delikatnych komponentów elektronicznych. Ponadto niska wilgotność może się przyczynić do szybszej degradacji niektórych materiałów, takich jak uszczelki i kleje, a to wpływa na szczelność i integralność paneli. W skrajnych przypadkach może to prowadzić do problemów z korozją metalowych elementów, które są kluczowe dla struktury paneli.

Wraz z upływem czasu wydajność paneli fotowoltaicznych może się zmniejszyć, co jest naturalnym procesem związanym z ich starzeniem się. Zwiększone straty energii mogą być wynikiem uszkodzeń mechanicznych, degradacji materiałów i nieoptymalnych warunków pracy. Zjawisko to może negatywnie wpływać na efektywność całego systemu energetycznego.

Zabrudzenia, takie jak kurz, liście i inne zanieczyszczenia mogą się gromadzić na powierzchni paneli fotowoltaicznych, ograniczając ich zdolność do absorbowania światła słonecznego. Ekstremalne warunki atmosferyczne, takie jak silne wiatry, opady deszczu czy grad mogą prowadzić do uszkodzeń mechanicznych i obniżenia wydajności paneli.

Błędy w zarządzaniu systemem fotowoltaicznym mogą powodować szybszą degradację urządzeń. Niewłaściwe użytkowanie, takie jak nieodpowiednie ustawienie paneli czy ich niewłaściwa konserwacja, może się przyczynić do ich uszkodzeń. Ponadto brak regularnej konserwacji, w tym przeglądów i czyszczenia, może prowadzić do kumulacji problemów, które negatywnie wpływają na wydajność.

### **Degradacja w magazynach energii**

Magazyny energii, zwłaszcza te stosujące baterie, są narażone na uszkodzenia mechaniczne. Uszkodzenia obudów mogą wystąpić w wyniku wstrząsów, co może prowadzić do wycieków elektrolitów lub uszkodzeń komponentów wewnętrznych. Takie incydenty mogą negatywnie wpłynąć na bezpieczeństwo i efektywność działania systemu.

Przegrzewanie magazynów energii jest poważnym zagrożeniem, które może prowadzić do uszkodzeń komponentów. Wysokie temperatury mogą powodować zmiany właściwości materiałów, co wpływa na ich wydajność i trwałość. W długim okresie zjawisko to może prowadzić do znacznego zmniejszenia pojemności i funkcjonalności systemu.

Niskie temperatury mają znaczący wpływ na wydajność magazynów energii, zwłaszcza tych opartych na bateriach litowo-jonowych. W takich warunkach pojemność baterii może znacznie się zmniejszać, co prowadzi do ograniczenia ich efektywności. Baterie litowe w niskich temperaturach nie tylko tracą zdolność do efektywnego rozładowania, ale mogą również wystąpić problemy z ich ładowaniem. Ponadto wahania temperatury mogą powodować mechaniczne naprężenia w materiałach, co może prowadzić do uszkodzeń elektrod i elektrolitów.

Starzenie się materiałów w magazynach energii, zwłaszcza w kontekście baterii, prowadzi do zmniejszenia ich wydajności. Degradacja elektrolitów, które są kluczowe dla działania baterii, może powodować zmniejszenie pojemności oraz efektywności ładowania i rozładowania. Zjawisko to może znacząco ograniczyć możliwości magazynowania energii.

Spadek efektywności ładowania i rozładowania może być wynikiem degradacji chemicznej oraz termicznej, ale także niewłaściwego zarządzania cyklami pracy [29].

Problemy z cyklami pracy, takie jak nieodpowiednia liczba cykli ładowania i rozładowania, mogą prowadzić do szybszej degradacji magazynu energii, co wpływa na jego długowieczność.

Zanieczyszczenia, takie jak kurz i wilgoć, mogą wpływać na działanie magazynów energii, powodując problemy z komponentami wewnętrznymi. Wysoka wilgotność może prowadzić do korozji metalowych części, co wpływa na trwałość systemu. Niska wilgotność również ma wpływ na działanie magazynów energii. Choć może się wydawać, że niska wilgotność jest korzystna, w rzeczywistości może prowadzić do problemów z elektrycznością statyczną, co z kolei może uszkodzić delikatne komponenty elektroniczne. W skrajnych przypadkach niska wilgotność może się przyczynić do degradacji materiałów, co wpływa na długowieczność systemu.

Niewłaściwe zarządzanie cyklami ładowania i rozładowania oraz błędy w eksploatacji mogą prowadzić do szybszej degradacji magazynów energii. Niewłaściwe decyzje dotyczące eksploatacji mogą skutkować nieefektywnym działaniem systemu i zwiększonym ryzykiem awarii.

### **Degradacja w transformatorze**

Transformatory są narażone na usterki mechaniczne, które mogą wystąpić w wyniku wstrząsów. Takie uszkodzenia mogą prowadzić do deformacji komponentów, co wpływa na ich wydajność i bezpieczeństwo działania. Regularne przeglądy są kluczowe dla identyfikacji potencjalnych uszkodzeń. Przegrzewanie transformatorów może prowadzić do poważnych uszkodzeń komponentów, a także do zmian właściwości materiałów. Wysokie temperatury mogą powodować degradację izolacji, co z kolei prowadzi do zmniejszenia wydajności i skrócenia żywotności transformatora.

Korozja chemiczna metalowych części transformatora jest poważnym problemem, który może prowadzić do osłabienia struktury urządzeń. Zjawisko to może być spowodowane obecnością wilgoci oraz zanieczyszczeń chemicznych, co wpływa na trwałość i funkcjonalność transformatora. Zwiększone straty energii mogą wystąpić w wyniku degradacji materiałów i uszkodzeń mechanicznych. Spadek wydajności transformatora w miarę upływu czasu może prowadzić do obniżenia efektywności całego systemu energetycznego.

Przegrzewanie transformatorów może powodować poważne uszkodzenia komponentów oraz zmiany właściwości materiałów. Wysokie temperatury mogą wywołać degradację izolacji, co z kolei skutkuje zmniejszeniem wydajności i skróceniem żywotności transformatora. Ekstremalne warunki, takie jak bardzo wysokie temperatury, mogą też prowadzić do uszkodzeń mechanicznych, co zwiększa ryzyko awarii.

Z kolei niskie temperatury mogą wpływać na działanie transformatorów, powodując, że materiały stają się bardziej kruche. W takich warunkach może wystąpić ryzyko pęknięć lub uszkodzeń izolacji, co również oddziałuje na efektywność i bezpieczeństwo funkcjonowania urządzenia.

Wysoka wilgotność wpływa na izolację i trwałość transformatorów. Sprzyja też korozji metalowych części, co może prowadzić do osłabienia struktury urządzeń oraz ich

funkcjonalności. Obecność wilgoci w połączeniu z zanieczyszczeniami chemicznymi może przyspieszać procesy degradacji, co wpływa na długowieczność transformatora.

Z kolei niska wilgotność może prowadzić do problemów z elektrycznością statyczną, co może uszkodzić delikatne komponenty elektroniczne. W skrajnych przypadkach niska wilgotność może się przyczynić do degradacji niektórych materiałów, takich jak uszczelki i kleje, co wpływa na szczelność i integralność transformatorów.

## Technologie monitorowania stanu urządzeń

Innowacyjne technologie monitorowania stanu urządzeń, takie jak systemy czujników, uczenie maszynowe, internet rzeczy (IoT) oraz analizy danych w czasie rzeczywistym, oferują wiele korzyści, które znacząco poprawiają zdolność do przewidywania i zarządzania stanem urządzeń (tabela 9.1).

**Tabela 9.1.** Zalety nowoczesnych sposobów monitorowania

Metoda	Zalety operacyjne	Zalety diagnostyczne	Zalety analityczne	Zalety integracyjne
Systemy czujników	Ciągłe monitorowanie	Wczesne wykrywanie problemów	Optymalizacja procesów konserwacyjnych	Zwiększenie bezpieczeństwa
Uczenie maszynowe w diagnostyce	Automatyzacja analizy danych	Identyfikacja potencjalnych awarii	Udostępnianie modeli predykcyjnych	Zarządzanie stanem urządzeń
Internet rzeczy (IoT)	Zdalne monitorowanie	Integracja z chmurą	Zbieranie danych w czasie rzeczywistym	Interoperacyjność
Technologie analizy danych w czasie rzeczywistym	Natychmiastowe przetwarzanie danych	Wykrywanie anomalii	Optymalizacja wydajności	Wsparcie dla decyzji operacyjnych

*Źródło:* opracowanie własne

Nowoczesne metody monitorowania, takie jak systemy czujników oraz IoT, znacząco zwiększają efektywność operacyjną poprzez ciągłe monitorowanie i zdalne zarządzanie urządzeniami. Prowadzi to do lepszego wykorzystania zasobów i mniejszej liczby przestojów.

Uczenie maszynowe oraz systemy czujników pozwalają na wczesne wykrywanie problemów i identyfikację potencjalnych awarii, co minimalizuje ryzyko poważnych uszkodzeń i przestojów w działaniu urządzeń [30]. Technologie analizy danych w czasie rzeczywistym umożliwiają natychmiastowe przetwarzanie informacji, co przyczynia się do szybkiego wykrywania anomalii oraz lepszego podejmowania decyzji operacyjnych.

Internet rzeczy wspiera integrację różnych systemów i urządzeń, co pozwala na zbieranie danych w czasie rzeczywistym i efektywne zarządzanie informacjami w chmurze [31].

Zastosowanie nowoczesnych technologii monitorowania znacząco zwiększa bezpieczeństwo urządzeń energetycznych, co jest kluczowe dla stabilności całego systemu energetycznego.

### **Systemy czujników**

Systemy czujników zapewniają nieprzerwane zbieranie danych w czasie rzeczywistym, co umożliwia operatorom bieżące śledzenie stanu urządzeń. Pozwala to na szybkie reagowanie na wszelkie zmiany, co jest kluczowe w środowiskach przemysłowych, gdzie nawet niewielkie odchylenia od normy mogą prowadzić do poważnych problemów.

Dzięki nieprzerwanemu monitorowaniu czujniki mogą szybko identyfikować nieprawidłowości, takie jak wzrost temperatury, nadmierne wibracje czy nieprawidłowe ciśnienie. Przykładowo, jeśli czujniki zainstalowane w silniku wykryją niebezpieczny wzrost temperatury, operatorzy mogą podjąć działania zaradcze, takie jak natychmiastowe schłodzenie lub przerwanie pracy maszyny, co zapobiega poważnym uszkodzeniom.

Analiza danych zbieranych przez czujniki pozwala na przeprowadzanie konserwacji na podstawie rzeczywistego stanu urządzenia. Dzięki temu zamiast stosować sztywne harmonogramy, konserwacja może być planowana z uwzględnieniem aktualnych potrzeb, co prowadzi do oszczędności finansowych oraz zwiększenia efektywności operacyjnej.

Systemy czujników monitorują warunki pracy, co umożliwia identyfikację potencjalnych zagrożeń. Czujniki ostrzegają na przykład przed nadmiernymi wibracjami, które mogą wskazywać na uszkodzenie maszyny. Wczesne wykrycie takich problemów zwiększa bezpieczeństwo działań i minimalizuje ryzyko wypadków.

### **Uczenie maszynowe w diagnostyce**

Uczenie maszynowe automatyzuje proces analizy ogromnych zbiorów danych, co zwiększa dokładność prognoz oraz przyspiesza podejmowanie decyzji. Algorytmy mogą przetwarzać dane szybciej i skuteczniej niż ludzie, co pozwala na szybsze identyfikowanie problemów.

Algorytmy uczenia maszynowego są w stanie analizować dane w poszukiwaniu wzorców i anomalii, które mogą sygnalizować nadchodzące problemy. Na przykład, jeśli algorytm zauważy, że pewne parametry pracy maszyny stale wykazują nieprawidłowości, może to sugerować zbliżającą się awarię, a to pozwala na wcześniejsze zaplanowanie konserwacji.

Uczenie maszynowe umożliwia ciągłe dostosowywanie prognoz i rekomendacji na podstawie nowych danych. Dzięki temu operatorzy mogą lepiej zarządzać ryzykiem związanym z awariami oraz optymalizować działania operacyjne.

Algorytmy uczą się na podstawie historycznych danych, co pozwala na ciągłe doskonalenie modeli predykcyjnych. Im więcej informacji jest analizowanych, tym dokładniejsze stają się prognozy dotyczące przyszłych awarii, a to pozwala na bardziej efektywne planowanie działań prewencyjnych.

## **Internet rzeczy**

Internet rzeczy umożliwia operatorom śledzenie stanu urządzeń w czasie rzeczywistym, niezależnie od lokalizacji. Pozwala to na szybsze podejmowanie decyzji i reagowanie na problemy, co jest szczególnie ważne w dużych zakładach przemysłowych, gdzie urządzenia mogą być rozmieszczone na dużym obszarze.

Dane z urządzeń mogą być przesyłane do chmury, gdzie są analizowane i przechowywane. Taki model umożliwia dostęp do danych z dowolnego miejsca oraz ich długoterminową analizę, co pozwala na lepsze zrozumienie trendów i wzorców w działaniu urządzeń.

Internet rzeczy pozwala na integrację różnych urządzeń i systemów, co zwiększa efektywność operacyjną. Dzięki temu mogą one współpracować, a to wpływa na usprawnienie zarządzania zasobami i optymalizację procesów. IoT umożliwia gromadzenie dużych ilości danych, co pozwala na bardziej szczegółową analizę i lepsze zrozumienie procesów operacyjnych. Dzięki temu operatorzy mogą podejmować bardziej świadome decyzje na podstawie rzetelnych informacji.

## **Technologie analizy danych w czasie rzeczywistym**

Technologie analizy danych w czasie rzeczywistym pozwalają na natychmiastowe przetwarzanie i analizowanie informacji z czujników. Dzięki temu operatorzy mogą szybko reagować na zmiany w stanie urządzeń, co jest kluczowe dla zapobiegania awariom.

Algorytmy stosowane w tych technologiach mogą natychmiast identyfikować nieprawidłowości dotyczące danych. Na przykład, jeśli czujniki wykryją nagły wzrost wibracji w silniku, system może natychmiast wygenerować alert, co pozwala na szybką interwencję i zapobieganie awariom.

Analiza danych w czasie rzeczywistym pozwala na bieżące dostosowywanie parametrów pracy urządzeń. Może to prowadzić do zwiększenia ich wydajności oraz zmniejszenia zużycia energii, co ma korzystny wpływ zarówno na środowisko, jak i na koszty operacyjne.

Dzięki bieżącej analizie danych operatorzy mogą podejmować bardziej świadome decyzje dotyczące zarządzania urządzeniami i procesami. Zwiększa to efektywność operacyjną i umożliwia lepsze planowanie działań na podstawie rzetelnych danych.

Dzięki tym rozwiązaniom można zwiększyć niezawodność systemów, zoptymalizować procesy konserwacyjne oraz zminimalizować ryzyko awarii. W rezultacie prowadzi to do oszczędności i poprawy efektywności operacyjnej w dłuższej perspektywie.

## **Podsumowanie**

Niezawodność urządzeń energetycznych jest fundamentem nowoczesnej gospodarki i wymaga wieloaspektowej analizy. Optymalne zarządzanie zwiększa efektywność operacyjną i minimalizuje ryzyko awarii, co jest kluczowe dla stabilności systemów. Nowoczesne technologie monitorowania i analiza danych w czasie rzeczywistym są niezbędne dla utrzymania niezawodności, a strategiczne podejście do zarządzania zapewnia bezpieczeństwo energetyczne oraz zrównoważony rozwój.

Analiza mechanizmów degradacji ujawnia różnorodność procesów, które wpływają na te urządzenia, co jest istotne dla efektywnego zarządzania. Zwrócono uwagę na specyfikę degradacji w różnych typach urządzeń, takich jak fotowoltaika i transformatory, co ilustruje złożoność wyzwań w branży energetycznej. Przedstawiono modele matematyczne i techniki analizy danych, które umożliwiają prognozowanie stanu urządzeń. Zastosowanie nowoczesnych technologii, takich jak IoT i systemy czujników, wspiera diagnostykę i monitoring.

W przyszłości konieczny jest rozwój zaawansowanych modeli prognostycznych oraz integracja sztucznej inteligencji, co poprawi dokładność prognoz. Kluczowe są również zwiększenie efektywności monitorowania i zrozumienie wpływu zmian klimatycznych na degradację urządzeń. Edukacja w zakresie zarządzania systemami energetycznymi przyczyni się do lepszego wykorzystania technologii.

## Literatura

1. Ding F., Sheng L., Ao Z. *Research on reliability prediction method for traction power supply equipment based on continuous time Markov degradation process*. Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao / Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering 2017; 37(7): 1937–1945.
2. Shirasaka Y., Murase H., Okabe S., Okubo H. *Cross-sectional comparison of insulation degradation mechanisms and lifetime evaluation of power transmission equipment*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2009; 16(2): 560–573.
3. Wang N.-L., Feng P.-P., Fu P., Shi B., Yang Z.-P. *Performance degradation diagnosis of thermal power system: an exergy analysis approach*. Kung Cheng Je Wu Li Hsueh Pao / Journal of Engineering Thermophysics 2016; 37(6): 1147–1153.
4. Li W., Li H., He Z., Zhang P., Ji W., Zeng J., Li X., Zhang Y., Zhang P., Zhao J. *Electrochemical failure results inevitable capacity degradation in li-ion batteries – a review*. Energies 2022; 15(23): 9165.
5. Wang Z. *Thermal design and cooling performance evaluation of electronic equipment containing power electronic devices*. International Journal of Heat and Technology 2021; 39(2): 451–459.
6. Mustafa E., Ahmad B., Ali M.I., Afia R.S.A., Ullah R. *Degradation assessment of in-service transformer oil based on electrical and chemical properties*. Applied Sciences 2024; 14(24): 11767.
7. Shcherbatov I., Lisin E., Rogalev A., Tsurikov G., Dvořák M., Strielkowski W. *Power equipment defects prediction based on the joint solution of classification and regression problems using machine learning methods*. Electronics 2021; 10(24): 3145.
8. Zhang G., Cai J., Liang Y., Pan G., Li W. *Research on reliability assessment method of electronic equipment based on multi-stress ADT*. Hangkong Xuebao / Acta Aeronautica et Astronautica Sinica 2013; 34(12): 2815–2822.
9. Lu Y., Mao Q., Liu J. *Mathematical degradation model learning for terahertz image super-resolution*. IEEE Access 2021; 9: 128988–128995.

10. Thomas E.V., Bloom I., Christophersen J.P., Battaglia V.S. *Statistical methodology for predicting the life of lithium-ion cells via accelerated degradation testing*. Journal of Power Sources 2008; 184(1): 312–317.
11. Wang L., Sun Y., Wang X., Wang Z., Zhao X. *Reliability modeling method for lithium-ion battery packs considering the dependency of cell degradations based on a regression model and copulas*. Materials 2019; 12(7): 1054.
12. Gonçalves Júnior A.M., de Paula H., do Couto Boaventura W. *Practical partial discharge pulse generation and location within transformer windings using regression models adjusted with simulated signals*. Electric Power Systems Research 2018; 157: 118–125.
13. Zhang J., Chen W., Wang C., Chen X., Cheng G., Qiu Y., Wu H. *An improved modeling for life prediction of high-power white LED based on Weibull right approximation method*. Microelectronics Reliability 2016; 59: 49–54.
14. Medina R.D., Romero A.A., Mombello E.E., Rattá G. *Assessing degradation of power transformer solid insulation considering thermal stress and moisture variation*. Electric Power Systems Research 2017; 151: 1–11.
15. Pérez-Cirera V., Lovett J.C. *Power distribution, the external environment and common property forest governance: a local user groups model*. Ecological Economics 2006; 59(3): 341–352.
16. Shen Y., Xu Z., Wang Y., Li C., Zhang K., Wei H. *Temperature estimation of partially shaded photovoltaic modules using a multiphysics model*. IEEE Journal of Photovoltaics 2022; 12(5): 1243–1251.
17. Tang W., Jing B. Huang Y., Sheng Z., Jiao X. *Multistate degradation model for prognostics of solder joints under vibration conditions*. Chinese Journal of Electronics 2016; 25(4): 779–785.
18. Qu Y., Zhao H., Zhao S., Ma L., Mi Z. *Power transformer oil–paper insulation degradation modelling and prediction method based on functional principal component analysis*. IET Science, Measurement & Technology 2022; 16(8): 441–453.
19. Li R., Bao L., Chen L., Zha C., Dong J., Qi N., Tang R., Lu Y., Wang M., Huang R., Yan K., Su Y., Wu F. *Accelerated aging of lithium-ion batteries: bridging battery aging analysis and operational lifetime prediction*. Science Bulletin 2023; 68(23): 3055–3079.
20. Zhang Y., Li J., Zhang Y. *Simulation and analysis on thermal resistance and performance degradation of PiN power diode with 4H-SiC material*. Materials Research Innovations 2015; 19: 448–452.
21. Zhou Y., Ye X., Zhai G. *System performance reliability assessment based on performance degradation and Monte-Carlo simulation*. Yi Qi Yi Biao Xue Bao / Chinese Journal of Scientific Instrument 2014; 35(5): 1185–1191.
22. Grams A., Jaeschke J., Wittler O., Fabian B., Thomas S., Schneider-Ramelow M. *FEM-based combined degradation model of wire bond and die-attach for lifetime estimation of power electronics*. Microelectronics Reliability 2020; 111: 113683.
23. Ahmadi A., Nabipour M., Mohammadi-Ivatloo B., Moradiamani A., Rho S., Piran M.J. *Long-term wind power forecasting using tree-based learning algorithms*. IEEE Access 2020; 8: 151511–151522.

24. van Niekerk J.L., Heyns P.S., Hindley M.P., Erasmus C. *Estimation of high energy steam piping degradation using hybrid recurrent neural networks*. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 2020; 186: 104127.
25. Lin S., Fan R., Feng D., Yang Y., Wang Q., Gao S. *Condition-based maintenance for traction power supply equipment based on partially observable Markov decision process*. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems 2022; 23(1): 175–189.
26. Zhou D., Zhang H., Weng S. *A novel prognostic model of performance degradation trend for power machinery maintenance*. Energy 2014; 78: 740–746.
27. Bhola P., Bhardwaj S. *Clustering-based computation of degradation rate for photovoltaic systems*. Journal of Renewable and Sustainable Energy 2019; 11(1): 014701.
28. Bao Y., Wang F., Liu K., Tao B. *Creeping flashover test methods, characteristics, and mechanisms of oil-paper insulation structures of power transformers*. Frontiers in Materials 2023; 10: 1345676.
29. Tian Y., Zhang H. *Research and application of risk assessment for power equipment based on fault feature membership function*. Gaoya Dianqi / High Voltage Apparatus 2017; 53(5): 146–153.
30. Kim D.-H., Kim D.-S., Zhang S.-U. *Classifying radiation degradation of epoxy molding compound by using machine learning and its effect on thermal and mechanical properties*. Journal of Electrical Engineering and Technology 2024; 20(12): 1003–1014.
31. Chen F., Fu Z., Yang Z. *Wind power generation fault diagnosis based on deep learning model in internet of things (IoT) with clusters*. Cluster Computing 2019; 22: 14013–14025.

## 10. Wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych na przykładzie koncernów piwowskich

---

Agnieszka Mazurek<sup>1</sup>, Natalia Klimczyk<sup>2</sup>, Klaudia Krawczyk<sup>2</sup>,  
Wiktoria Bożentka<sup>2</sup>, Szymon Zając<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Instytut Finansów

<sup>2</sup> Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, Koło Naukowe Transformacji Energetycznej i Klimatycznej

E-mail: mazureka@uek.krakow.pl

### Wprowadzenie

Presja wywierana przez coraz bardziej świadome społeczeństwo i rosnące zaangażowanie w przeciwdziałanie zmianom klimatycznym sprawiają, że podmioty gospodarcze muszą wykraczać poza sferę nastawioną wyłącznie na osiąganie zysków ekonomicznych. Jednym z kluczowych sposobów zapewnienia dobrobytu społecznego i środowiskowego jest wdrażanie koncepcji zrównoważonego rozwoju oraz społecznej odpowiedzialności biznesu. Realizacja tych działań stanowi odpowiedź na potrzeby zarówno różnych grup interesariuszy, jak i samego środowiska. W rezultacie przedsiębiorstwa coraz częściej angażują się w ich implementację, co przyczynia się do poprawy jakości życia społeczeństwa.

W przeprowadzonym badaniu kluczowym aspektem działań proekologicznych była efektywność energetyczna i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Najprościej rzecz ujmując, efektywność energetyczna polega na uzyskiwaniu lepszych rezultatów produkcji i świadczenia większej liczby usług bez zwiększania zużycia energii. Wzrost efektywności energetycznej pozwala przedsiębiorstwom działać wydajniej, redukować koszty związane z funkcjonowaniem przedsiębiorstwa i minimalizować negatywny wpływ na środowisko. Korzyści płynące z poprawy efektywności obejmują oszczędności finansowe, większą odporność i niezawodność systemów energetycznych, a także pozytywne skutki dla środowiska, społeczeństwa i zdrowia publicznego.

Odnawialne źródła energii (OZE) pozwalają sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu społeczeństwa na energię elektryczną, jednocześnie minimalizując obciążenie dla środowiska naturalnego. Są to energia elektryczna i energia cieplna pozyskiwane m.in. poprzez przekształcenie energii wiatrowej, słonecznej, geotermalnej lub uzyskiwane z biomasy, odpadów komunalnych oraz źródeł biologicznych. Rozwój OZE sprzyja zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego i obniżeniu kosztów energii. Inwestowanie w OZE jest również zgodne z międzynarodowymi celami zrównoważonego rozwoju, zwłaszcza z Celem 7 Agendy 2030, który zakłada zapewnienie powszechnego dostępu do czystej i przystępnej cenowo energii [1].

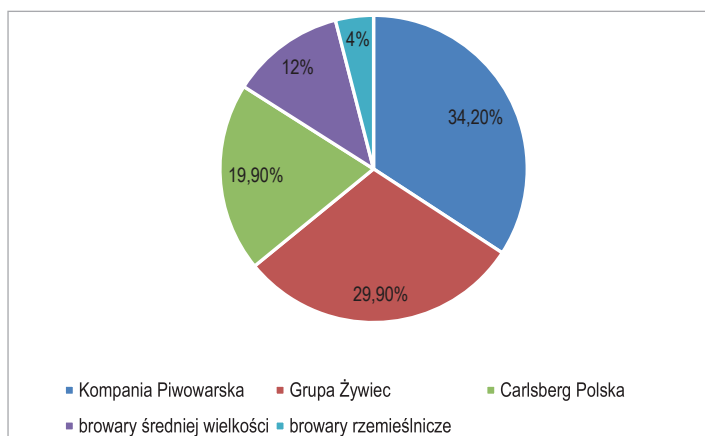
W sektorze browarniczym OZE są wdrażane poprzez przyjmowane przez przedsiębiorstwa cele klimatyczne i strategie, mające na celu ograniczenie śladu węglowego i poprawę efektywności energetycznej, a efekty realizacji tych strategii zazwyczaj są

przedstawiane w corocznie publikowanych raportach zrównoważonego rozwoju. Przedsiębiorstwa z tej branży coraz częściej inwestują w zieloną energię poprzez stosowanie zielonych certyfikatów oraz inwestowanie w systemy odzysku ciepła i biogazu, co pozwala im na redukcję zużycia energii z paliw kopalnych. Działania te wpisują się w globalny trend dążenia do neutralności klimatycznej oraz realizacji zobowiązań w ramach strategii zrównoważonego rozwoju.

## Rynek browarniczy w Polsce

Rynek browarniczy jest jednym z najszybciej rozwijających się sektorów polskiej gospodarki. Sprzedaż piwa w 2008 r. przez polskie browary osiągnęła imponujący poziom 35,86 mln hektolitrów. Branża piwowarska nieustannie się zmienia, dostosowując się do nowych trendów i oczekiwań konsumentów [2]. Produkcja piwa odgrywa istotną rolę w gospodarce, m.in. poprzez tworzenie miejsc pracy i wpływy z podatków. Całkowity zysk wygenerowany w 2020 r. przez ten sektor wyniósł 18,55 mld zł, a łączna wartość podatków i opłat sięgnęła 11,14 mld zł [3]. Polski rynek piwa jest zdominowany przez trzy największe przedsiębiorstwa zajmujące się produkcją tego trunku: Kompanię Piwowarską, Grupę Żywiec oraz Carlsberg Polska, które łącznie kontrolują 84% udziałów w branży [3].

Kompania Piwowarska, Grupa Żywiec oraz Carlsberg Polska są zaliczane do największych browarów w Polsce [2]. Kompania Piwowarska odpowiada za jedną trzecią krajowej produkcji piwa – 34,2% udziału w rynku. Grupa Żywiec kontroluje 29,9% rynku, a Carlsberg Polska – 19,9%. Browary średniej wielkości odpowiadają za 12% rynku piwowarskiego, natomiast najmniejszy udział przypada browarom regionalnym i rzemieślniczym, których łączny udział w rynku stanowi 4%. Strukturę rynku browarniczego w Polsce zaprezentowano na rysunku 10.1.



**Rysunek 10.1.** Struktura rynku piwa w Polsce w 2021 r.

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [3]

**Kompania Piwowska** to największy koncern piwowski w Polsce. Powstał w 1999 r. [4] w wyniku połączenia dwóch znanych browarów – Tyskich Browarów Książęcych oraz przedsiębiorstwa Lech Browary Wielkopolski [5]. Do spółki w 2003 r. dołączył również Browar Dojlidy [6].

Tyskie Browary Książęce warzą piwo nieprzerwanie od 1629 r. [7]. W czasie II wojny światowej browar znalazł się pod kontrolą III Rzeszy, a po wojnie został przejęty przez pracowników, którzy odnowili zakład i wznowili produkcję. W kolejnych latach został upaństwowiony, w 1992 r. przekształcono go w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa, a 7 lat później stał się częścią Kompanii Piwowskiej [5].

Przedsiębiorstwo Lech Browary Wielkopolski powstało w 1876 r. Podczas II wojny światowej znajdowało się pod zarządem niemieckim, a po jej zakończeniu zostało znacjonalizowane. W latach 70. XX wieku rozpoczęło produkcję Pepsi-Coli na licencji amerykańskiej. W 1992 r. browar przekształcono w spółkę Skarbu Państwa, a w kolejnych latach przeszedł pod kontrolę międzynarodowych inwestorów. Ostatecznie, jako własność South African Breweries International, został połączony z Browarem Tyskim, tworząc dzisiejszą Kompanię Piwowską.

Browar Dojlidy, założony w 1768 r., należał do znanych rodów, m.in. Branickich. W czasie I wojny światowej jego wyposażenie wywieziono do Rosji, ale mimo to w okresie międzywojennym funkcjonował jako jedno z największych przedsiębiorstw w kraju. Podczas II wojny światowej został przejęty przez Niemców, a w 1944 r. większość zakładów uległa zniszczeniu. Działalność wznowiono w latach 50. XX wieku, a w 1989 r. rozpoczęto tam także produkcję Pepsi-Coli. W kolejnych latach browar kilkakrotnie zmieniał właścicieli, aż do 2003 r. kiedy to większościowe udziały przejęła Kompania Piwowska [8]. Browar od 2017 r. należy do japońskiej firmy Asahi Group Holdings, która jest jednym z globalnych liderów w branży piwowskiej, spirytusowej i spożywczej.

**Grupa Żywiec** to jeden z czołowych producentów piwa w Polsce, utworzony w 1998 r. w wyniku połączenia Zakładów Piwowskich w Żywcu, kontrolowanych przez Heineken International BV oraz przedsiębiorstwa Brewpole BV, właściciela kilku browarów w różnych miastach. W wyniku tej fuzji powstała Grupa Kapitałowa Żywiec SA, znana jako Grupa Żywiec [9].

Strukturę grupy tworzą m.in. spółki zależne, takie jak Żywiec Investments Holding Sp. z o.o. oraz Żywiec Sprzedaż i Dystrybucja Sp. z o.o., a także jednostka stowarzyszona Rolno-Spożywczy Rynek Hurtowy „Giełda Elbląska” SA [10]. Przedsiębiorstwo realizuje strategię opartą na pięciu kluczowych priorytetach: zrównoważonym rozwoju, budowaniu silnych marek, innowacyjności, rozwoju talentów oraz efektywności organizacyjnej przy optymalizacji kosztów [10].

Grupa Żywiec stanowi część międzynarodowego koncernu Heineken, który jest liderem w produkcji piwa w Europie [11]. Jako jedyna spółka piwowska w Polsce notowana jest na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, gdzie zadebiutowała w 1991 r. [11]. Przedsiębiorstwo działa zgodnie z zasadami ładu korporacyjnego i odpowiedzialności społecznej, przestrzegając Kodeksu Postępowania w Biznesie Heinekena oraz Dobrych Praktyk Spółek Notowanych na GPW. W portfolio Grupy Żywiec znajdują się takie marki,

jak Żywiec, Heineken, Warka, Leżajsk, Tatra i Namysłów [10]. Obecnie posiada pięć browarów zlokalizowanych w Elblągu, Leżajsku, Namysłowie, Warce i Żywcu [11].

**Carlsberg** jest trzecim spośród największych browarów w Polsce. Został założony w 1847 r. w Kopenhadze przez J.C. Jacobsena. Browar od początku wykazywał zaangażowanie w innowacje i społeczną odpowiedzialność – jego założyciel stworzył Fundację Carlsberg [12], a w 1875 r. powołał pierwsze laboratorium badawcze. W 1883 r. E.C. Hansen opracował metodę oczyszczania drożdży, co zrewolucjonizowało produkcję piwa [12], a w 1909 r. w laboratorium Carlsberg opracowano skalę pH.

W latach 90. XX wieku Carlsberg rozwijał się na międzynarodowym rynku, przejmując udziały w browarach w wielu krajach, w tym w Polsce. W 1996 r. Carlsberg został strategicznym udziałowcem browaru Okocim, a w 2001 r., po połączeniu browarów Okocim, Bosman, Kasztelan i Piast, powstała grupa Carlsberg Okocim SA, która w 2004 r. zmieniła nazwę na Carlsberg Polska.

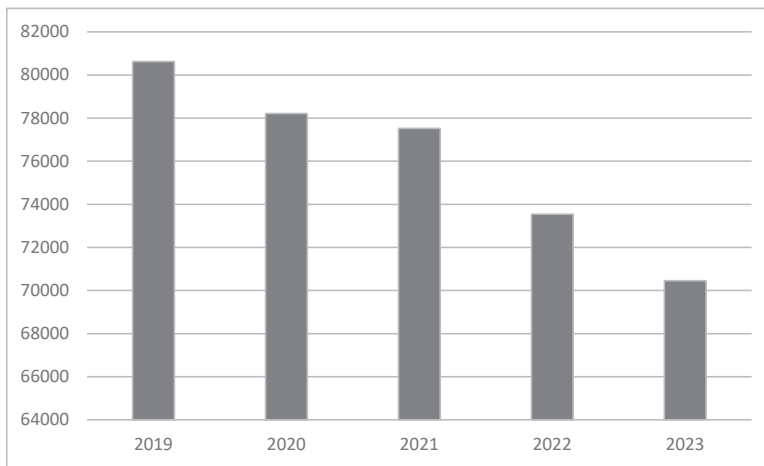
Spółka aktywnie angażuje się w inicjatywy społeczne i ekologiczne, promując odpowiedzialną konsumpcję alkoholu oraz gospodarkę w obiegu zamkniętym. Warto podkreślić, że w 2012 r. była sponsorem UEFA EURO 2012, a w 2013 r. została nagrodzona za wyniki finansowe, działania CSR (*corporate social responsibility*) i rozwój lokalnych marek. Carlsberg Polska zatrudnia ok. 1300 pracowników i pozostaje jedną z kluczowych firm na polskim rynku piwa [13].

## Konsumpcja energii w największych browarach w Polsce

Istotną częścią przeprowadzanego badania jest analiza konsumpcji energii w omawianych podmiotach oraz zweryfikowanie poziomu realizacji założonych przez przedsiębiorstwa celów w tym zakresie. W analizie wykorzystano dane z raportów zrównoważonego rozwoju z lat 2019–2023 [14–27].

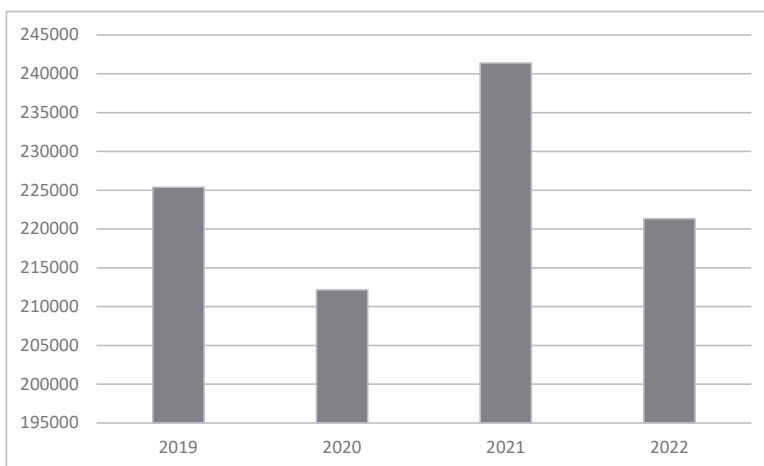
Od 2019 r. całkowite zużycie energii w Kompanii Piwowarskiej systematycznie się zmniejsza [14–18]. Konsumpcja energii w 2019 r. wyniosła 80 627,35 MWh, w 2020 r. spadła do 78 211,2 MWh, a w 2021 r. do 77 519,83 MWh. W kolejnych latach tendencja spadkowa się utrzymała – w 2022 r. zużycie wyniosło 73 543,94 MWh, a w 2023 r. osiągnęło poziom 70 455,1 MWh. Świadczy to o działaniach podejmowanych w celu zwiększenia efektywności energetycznej podmiotu. Dane dotyczące całkowitego zużycia energii w Kompanii Piwowarskiej w latach 2019–2023 zaprezentowano na rysunku 10.2.

Analiza całkowitego zużycia energii w Grupie Żywiec w latach 2019–2022 wskazuje na zmienną dynamikę tego wskaźnika [19–22]. Zużycie energii w 2019 r. wyniosło 225 389 MWh, po czym w 2020 r. spadło do poziomu 212 153,6 MWh. Następnie, w 2021 r. nastąpił wzrost zużycia energii do 241 381,6 MWh, by w kolejnym roku ponownie zmniejszyć się do 221 313 MWh. Fluktuacje te mogą być efektem różnych czynników, w tym wpływu pandemii COVID-19 na skalę produkcji, wdrażania nowych technologii czy działań optymalizacyjnych ukierunkowanych na poprawę efektywności energetycznej. Na rysunku 10.3 zaprezentowano całkowite zużycie energii w Grupie Żywiec w latach 2019–2022.



**Rysunek 10.2.** Całkowite zużycie energii [MWh] w Kompanii Piwowarskiej w latach 2019–2023

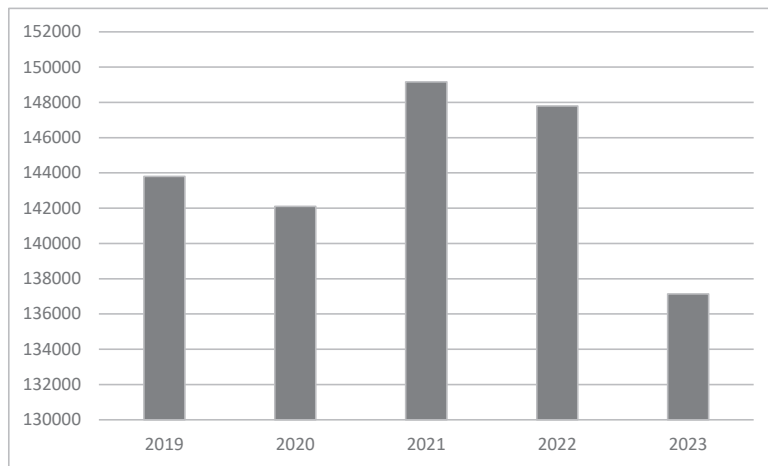
*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [14–18]



**Rysunek 10.3.** Całkowite zużycie energii [MWh] w Grupie Żywiec w latach 2019–2022

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [19–22]

Na rysunku 10.4 przedstawiono wartości całkowitego zużycia energii w Carlsberg Polska w latach 2019–2023 [23–27].



**Rysunek 10.4.** Całkowite zużycie energii [MWh] w Carlsberg Polska w latach 2019–2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie [23–27]

## Potencjał odnawialnych źródeł energii w koncernach piwowskich

Poniżej przedstawiono wyniki badań dotyczących inicjatyw wdrażanych przez trzy wiodące browary w Polsce – Kompanię Piwowarską, Carlsberg Polska oraz Grupę Żywiec – w zakresie OZE. Analizę oparto na dostępnych dokumentach źródłowych, takich jak raporty ESG (*environmental, social, governance*) i raporty na temat zrównoważonego rozwoju tych koncernów [14–27], a także na informacjach pozyskanych ze stron internetowych przedsiębiorstw [28–30]. W trakcie badania stwierdzono brak niektórych danych i informacji, co wynika z ograniczeń dotyczących udostępniania materiałów przez te podmioty. Mimo tych trudności analiza została przeprowadzona w sposób rzetelny.

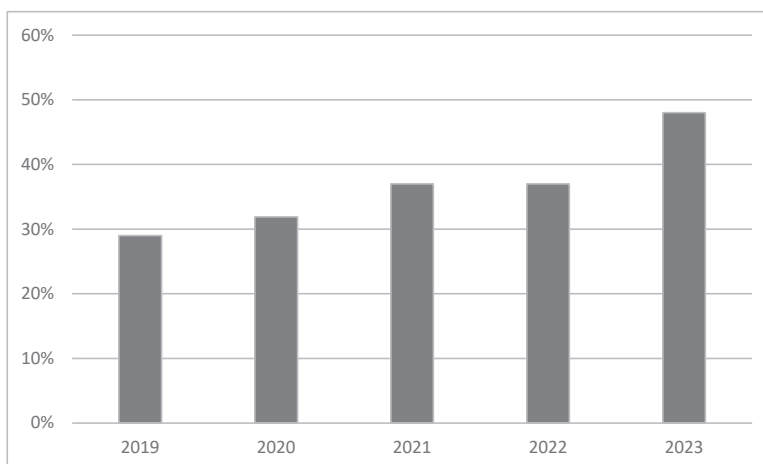
Kompania Piwowarska rozpoczęła działania na rzecz zwiększenia OZE w swoim miksie energetycznym stosunkowo niedawno, jednak już osiągnęła znaczące postępy. Kluczowym momentem było nawiązanie w 2019 r. 10-letniej współpracy z RWE Renewables, co pozwoliło spółce na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną browarów z farmy wiatrowej. Dzięki temu w 2021 r. Kompania Piwowarska osiągnęła 100% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu elektrycznym swoich browarów [28].

Przejsie na źródła odnawialne w zakresie energii cieplnej pozostaje jednak wyzwaniem. Spółka podejmuje kroki w tym kierunku, wykorzystując biogaz powstały jako produkt uboczny fermentacji metanowej w browarze w Tychach oraz modernizując kotły na zasilane energią elektryczną lub paliwem wodorowym. Planuje także instalację pomp ciepła. Kompania Piwowarska planuje do 2029 r. posiadać własne instalacje biogazowe w browarach w Tychach i Poznaniu, co pozwoli na rezygnację z gazu naturalnego i oleju opałowego. Największym źródłem energii odnawialnej w 2023 r. była energetyka wiatrowa [18], która dostarczyła 262 688,4 GJ, a biogaz stanowił dodatkowe 24 901,2 GJ. Łącznie wykorzystano 287 589,6 GJ energii ze źródeł odnawialnych, co potwierdza duży udział

OZE w działalności jednostki. Niemniej jednak brak wykorzystania biopaliw i biomasy wskazuje na potencjał dalszego rozwoju w tym zakresie.

Grupa Żywiec w ramach swojej transformacji energetycznej koncentruje się na inwestycjach w odnawialne źródła energii. Do istotnych osiągnięć należy wykorzystywanie w 100% energii elektrycznej pochodzącej z OZE [29]. Grupa skupia się także na przejściu na energię termalną z odnawialnych źródeł, dążąc do ograniczenia zużycia gazu i oleju opałowego w produkcji energii cieplnej. Realizuje również działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej budynków oraz maszyn, przeznaczając na ten cel w 2022 r. aż 22,1 mln zł.

Udział OZE w całkowitym zużyciu energii wykazuje pozytywny trend. Wynosił on w 2019 r. 29% [19], a do 2021 r. wzrósł do 37,1% [21], co świadczy o zaangażowaniu przedsiębiorstwa w zwiększanie wykorzystania OZE. Choć w 2022 r. odnotowano niewielki spadek, jednostka osiągnęła w 2023 r. 48% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu, z czego cała energia elektryczna pochodzi z certyfikowanych źródeł [21]. Grupa Żywiec angażuje się również w produkcję biogazu oraz współpracuje z lokalnym dostawcą energii cieplnej w Elblągu. Podsumowując, w latach 2019–2023 Grupa Żywiec konsekwentnie zwiększała udział OZE w swoim miksie energetycznym, osiągając 43% w 2022 r. i 48% w 2023 r., co wskazuje na systematyczne postępy w realizacji celów zrównoważonego rozwoju. Dane dotyczące udziału energii ze źródeł odnawialnych w Grupie Żywiec przedstawiono na rysunku 10.5.



**Rysunek 10.5.** Odsetek energii ze źródeł odnawialnych w Grupie Żywiec [%] w latach 2019–2023

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [19–22]

Carlsberg Polska skoncentrował się na pozyskiwaniu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, osiągając cel 100% energii z OZE już w 2021 r. i potwierdzając to odpowiednimi certyfikatami [25]. Mimo tego sukcesu przedsiębiorstwo wyznaczyło nowe cele na rok 2030, skupiając się na pozyskiwaniu energii z nowych aktywów odnawialnych.

Browar w 2022 r. podpisał umowy PPA (*power purchase agreement*) i zobowiązał się do montażu paneli fotowoltaicznych oraz innych instalacji OZE. Carlsberg Polska zapowiedział przejście na OZE do 2022 r., ale zrealizował ten cel przed czasem, wyróżniając się na tle konkurencji. Dodatkowo uruchomił nowoczesną kotłownię oraz instalację do odzysku biogazu w celu zwiększenia efektywności energetycznej i redukcji emisji [30].

Wyniki analizy pozwalają na sformułowanie wniosków dotyczących działań podejmowanych przez koncerny piwowarskie w obszarze OZE. Wszystkie badane przedsiębiorstwa wyznaczyły ambitny cel zwiększenia udziału energii odnawialnej i poprawy efektywności energetycznej, dążąc do zmniejszenia zużycia energii. Głównym motywem ich aktywności jest osiągnięcie neutralności emisyjnej, co pozwoli na ograniczenie negatywnych skutków ich funkcjonowania. Koncerny zainwestowały w różnorodne działania, które – jak zaznaczyły w swoich raportach – stanowią część realizacji koncepcji zrównoważonego rozwoju, w tym założeń Celu 7 „Czysta i dostępna energia” Agendy 2030 [1]. Wzrost świadomości liderów branży piwowarskiej przyczynił się do dostosowywania ich strategii do wyzwań związanych z ochroną środowiska.

## Podsumowanie

Analiza zużycia energii elektrycznej oraz działań na rzecz efektywności energetycznej wśród trzech dominujących na polskim rynku piwowarskim koncernów – Kompanii Piwowarskiej, Grupy Żywiec oraz Carlsberg Polska – pozwala na sformułowanie kilku kluczowych wniosków. Spośród badanych przedsiębiorstw Kompania Piwowarska wyróżnia się największym spadkiem zużycia energii, co wskazuje na skuteczność wdrażanych przez nią działań optymalizacyjnych. Jednocześnie spółka ta napotyka na wyzwania związane z realizacją założenia osiągnięcia 100% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu, co skutkuje koniecznością przesunięcia terminu realizacji tego celu.

Z kolei Grupa Żywiec charakteryzuje się najwyższym zużyciem energii spośród analizowanych podmiotów, co wynika z różnic w skali produkcji, strukturze technologicznej i stopniu zaawansowania procesów optymalizacyjnych. Mimo to koncern publikuje raporty w sposób systematyczny, a dokumenty zawierają szczegółowe dane dotyczące procentowego udziału energii ze źródeł odnawialnych, co istotnie wpływa na transparentność oraz możliwość przeprowadzania analiz, a także wskazuje na postępek przedsiębiorstwa w zakresie zrównoważonego rozwoju.

Carlsberg Polska natomiast osiągnął 100% udziału energii odnawialnej przed planowanym terminem, co świadczy o wysokiej skuteczności strategii energetycznej tego przedsiębiorstwa. Dodatkowo jednostka ta aktywnie wykorzystuje innowacje w swoich procesach, co może stanowić istotny czynnik długoterminowej przewagi konkurencyjnej w aspektach środowiskowych, które dla większych przedsiębiorstw stanowią coraz większe wyzwanie.

Analizując dostępność danych niefinansowych, wykazano, że raporty zrównoważonego rozwoju poszczególnych podmiotów są niejednolite pod względem zakresu informacji. Dużym problemem wydaje się brak standaryzacji w raportowaniu danych, szczególnie w zakresie zużycia energii i udziału OZE, co znacznie utrudnia porównywalność wyników oraz dokładną ocenę postępów w realizacji założonych przez przedsiębiorstwa

celów zrównoważonego rozwoju. Wprowadzenie jednolitych standardów raportowania mogłoby się przyczynić do zwiększenia transparentności i ułatwić dalsze analizy sytuacji rynkowej w tym obszarze.

Uwzględniając różnice w podejściu do zarządzania energią w analizowanych koncernach, wszystkie trzy wykazują się znacznym zaangażowaniem w zmniejszanie negatywnego wpływu na środowisko. Mimo to konieczne są dalsze działania, zarówno w kontekście optymalizacji produkcji, jak i wprowadzania standardów raportowania niefinansowego, aby osiągnąć pełne połączenie, czyli zrealizować cele strategiczne (biznesowe), a jednocześnie spełnić wymogi środowiskowe i społeczne.

## Literatura

1. Kampania 17. celów. *Agenda 2030*. <https://kampania17celow.pl/agenda-2030/> (dostęp: 20.02.2025).
2. Błażewicz P. *Branża piwowska w Polsce a różnorodność piw na rynku*. <https://browar-kormoran.pl/branza-piwowska-w-polsce-a-roznorodnosc-piw-na-rynku/> (dostęp: 12.02.2025).
3. Deloitte. <https://www.deloitte.com/pl/pl/legal/sprawozdanie-z-przejrzystosci-dzialania.html> (dostęp: 12.02.2025).
4. Pabian A. *Zarządzanie w koncepcji sustainability – ujęcie funkcjonalne*. *Przegląd Organizacji* 2023; 10: 3–8.
5. Sztuczka-Mazur E. *Najwięksi pracodawcy w Wielkopolsce. Praca Kompania Piwowska – koncern prowadzący browary o bogatej historii*. <https://www.aplikuj.pl/porady-dla-pracownikow/2473/praca-kompania-piwowska-koncern-prowadzacy-browary-o-bogatej-historii#:~:text=Kompania%20Piwowska%20została%20założona%20w,większościowe%20udziały%20w%20Browarze%20Dojlidy> (dostęp: 12.02.2025).
6. Kompania Piwowska. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Kompania\\_Piwowska](https://pl.wikipedia.org/wiki/Kompania_Piwowska) (dostęp: 12.02.2025).
7. Kompania Piwowska. *Tyskie Browary Książęce*. <https://www.kp.pl/browary/tyskie-browary-ksiazecze?start=1> (dostęp: 12.02.2025).
8. Browar Dojlidy. <https://www.kp.pl/browary/browar-dojlidy> (dostęp: 12.02.2025).
9. [www.szkolnictwo.pl](http://www.szkolnictwo.pl). *Grupa Żywiec*. [https://szkolnictwo.pl/szukaj,Grupa\\_Żywiec](https://szkolnictwo.pl/szukaj,Grupa_Żywiec) (dostęp: 12.02.2025).
10. Grupa Żywiec. *Raport ESG Grupy Żywiec 2022*. [https://grupazywiec.pl/wp-content/uploads/2024/01/Sprawozdanie-z-dzialalnosci-pozafinansowej-2022\\_PL.pdf](https://grupazywiec.pl/wp-content/uploads/2024/01/Sprawozdanie-z-dzialalnosci-pozafinansowej-2022_PL.pdf) (dostęp: 12.02.2025).
11. Grupa Żywiec. <https://grupazywiec.pl/o-nas/> (dostęp: 20.02.2025).
12. Carlsberg Group. *J.C. Jacobsen. The founder of Carlsberg*. <https://www.carlsberggroup.com/175-years-a-history-of-brewing/j-c-jacobsen/> (dostęp: 20.02.2025).
13. Carlsberg Group. *Carlsberg Polska*. <https://www.carlsberggroup.com/who-we-are/about-the-carlsberg-group/global-presence/poland/> (dostęp: 20.02.2025).
14. Kompania Piwowska. *Raport Zrównoważonego Rozwoju 2019*. <https://www.kp.pl/files/Raport-CSR-Kompania-Piwowska-2019.pdf> (dostęp: 20.02.2025).

15. Kompania Piwowarska. *Nasz Raport Zrównoważonego Rozwoju 2020*. <https://www.kp.pl/zrownowazony-rozwoj/raport> (dostęp: 20.02.2025).
16. Kompania Piwowarska. *Raport Zrównoważonego Rozwoju 2021*. <https://www.kp.pl/files/Raport-zrownowazonego-rozwoju-2021.pdf> (dostęp: 20.02.2025).
17. Kompania Piwowarska. *Raport Zrównoważonego Rozwoju 2022*. <https://www.kp.pl/files/Raport-zrownowazonego-rozwoju-Kompania-Piwowarska-2022.pdf> (dostęp: 20.02.2025).
18. Kompania Piwowarska. *Raport Zrównoważonego Rozwoju 2023*. <https://www.kp.pl/files/Raport-zrownowazonego-rozwoju-Kompania-Piwowarska-2023.pdf> (dostęp: 20.02.2025).
19. Grupa Żywiec. *W zrównoważonym świecie piwa. Sprawozdanie na temat informacji niefinansowych Grupy Żywiec SA oraz Grupy Kapitałowej Żywiec SA za rok 2019*. [https://grupazywiec.pl/wp-content/uploads/2024/01/raport\\_6\\_02\\_2020\\_2019.pdf](https://grupazywiec.pl/wp-content/uploads/2024/01/raport_6_02_2020_2019.pdf) (dostęp: 20.02.2025).
20. Grupa Żywiec. *Zrównoważeni. Sprawozdanie na temat informacji niefinansowych Grupy Żywiec SA oraz Grupy Kapitałowej Żywiec SA za rok 2020*. <https://grupazywiec.pl/wp-content/uploads/2024/01/raport-2020.pdf> (dostęp: 20.02.2025).
21. Grupa Żywiec. *Zrównoważony rozwój*. <https://grupazywiec.pl/zrownowazony-rozwoj/> (dostęp: 20.02.2025).
22. Grupa Żywiec. *Raport ESG Grupy Żywiec 2022. Sprawozdanie na temat informacji niefinansowych Grupy Żywiec SA oraz Grupy Kapitałowej Żywiec SA za rok 2022*. [https://grupazywiec.pl/wp-content/uploads/2024/01/Sprawozdanie-z-dzialalnosci-pozafinansowej-2022\\_PL.pdf](https://grupazywiec.pl/wp-content/uploads/2024/01/Sprawozdanie-z-dzialalnosci-pozafinansowej-2022_PL.pdf) (dostęp: 20.02.2025).
23. Carlsberg Polska. *Raport Zrównoważonego Rozwoju 2019*. <https://www.carlsbergpolska.pl/media/qm1b3zve/carlsbergpolska-raportzrownowazonegorozwoju-2019.pdf> (dostęp: 20.02.2025).
24. Carlsberg Polska. *Raport Zrównoważonego Rozwoju 2020*. <https://raportyxr.pl/wp-content/uploads/2021/08/raport-zrownowazonego-rozwoju-2020.pdf> (dostęp: 20.02.2025).
25. Carlsberg Polska. *Raport ESG 2021*. [https://raportyxr.pl/wp-content/uploads/2022/09/carlsberg-polska\\_raport-esg-2021\\_final.pdf](https://raportyxr.pl/wp-content/uploads/2022/09/carlsberg-polska_raport-esg-2021_final.pdf) (dostęp: 20.02.2025).
26. Carlsberg Polska. *Raport ESG 2022*. [https://www.carlsbergpolska.pl/media/cnksgsl1/m\\_carlsberg-polska\\_raport-esg-2022-14-03.pdf](https://www.carlsbergpolska.pl/media/cnksgsl1/m_carlsberg-polska_raport-esg-2022-14-03.pdf) (dostęp: 20.02.2025).
27. Carlsberg Polska. *Raport ESG 2023*. <https://www.carlsbergpolska.pl/media/yjbfygdcraport-esg-carlsberg-polska-za-rok-2023.pdf> (dostęp: 20.02.2025).
28. Kompania Piwowarska. *Browary Kompanii Piwowarskiej przechodzą w 100% na energię elektryczną pochodzącą z wiatru dzięki współpracy z innogy*. <https://www.kp.pl/dla-mediow/browary-kompanii-piwowarskiej-przechodza-w-100-na-energie-elektryczna-pochodzaca-z-wiatru-dzieki-wspolpracy-z-innogy> (dostęp: 20.02.2025).
29. Lenartowska A. *Biogaz z browaru Żywiec*. <https://magazynbiomasa.pl/biogaz-z-grupy-zywiec-browar-przetwarza-niewykorzystane-piwo/> (dostęp: 20.02.2025).
30. Carlsberg Polska. *Carlsberg Polska zainwestował w nowoczesną kotłownię oraz instalację odzysku biogazu w browarze Okocim*. <https://www.carlsbergpolska.pl/newsroom/carlsberg-polska-zainwestowal-w-nowoczesna-kotlownie-oraz-instalacje-odzysku-biogazu-w-browarze-okocim/> (dostęp: 20.02.2025).

## 11. Obywatelskie społeczności energetyczne – możliwości i bariery

Robert Witold Jankowski

Polskie Forum Klimatyczne, Pokrzywnica, Dopiewo

E-mail: robjank@interia.pl

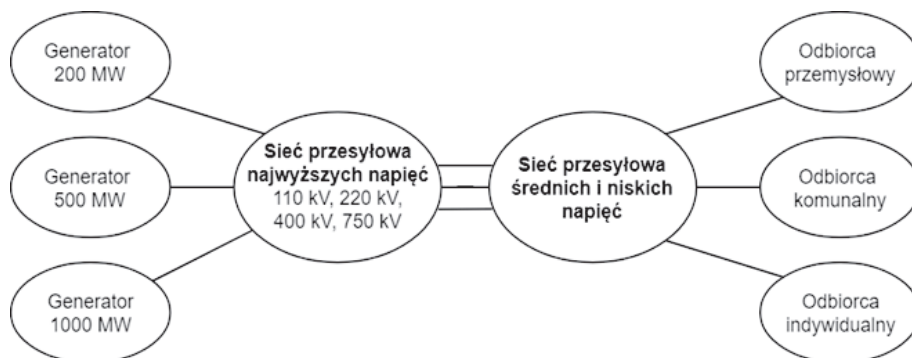
*Przyszłość to Localware,  
a nie Globalware*

### Powody rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych

Podstawowym powodem rozwoju struktur „wyspowych” jest bankructwo systemów scentralizowanych (rysunek 11.1). Powstały one w XX wieku i są nakierowane na pojedyncze potrzeby – ciepło, prąd, mobilność, żywność, leki, edukacja itd. [1]. Brakuje tam ząębienia się, uzupełniania i synergii. Zaspokajanie potrzeb ludności odbywa się kosztem rozwoju wielkich korporacji, które niszczą środowisko naturalne, a ludzie stają się „trybikami” tego mechanizmu [2]. Są one głównym źródłem kryzysu klimatycznego i cywilizacyjnego. Dobitym przykładem jest tu pozostawienie mieszkańców kamienic bez ogrzewania zimą w Krakowie [3].

Próby naprawcze są nieskuteczne, ponieważ węgiel kamienny i brunatny próbuje się zastąpić innym paliwem kopalnym – gazem [4]. Duże źródła energii odnawialnej są bardzo niestabilne i trudno przewidywalne. Na przykład turbiny wiatrowe o zainstalowanej mocy znamionowej ponad 7 tys. MW potrafią wyprodukować 33 MW (dane PSE z godz. 11.00 dnia 2.03.2022 r.) [5]. Stanowi to 0,47% mocy znamionowej.

Wszystko to powoduje, że dekarbonizacja staje się niemożliwa, a zamiast węgla wykorzystywany jest gaz. Należy przy tym uwzględnić ubytki gazu w procesie wydobycia, przesyłu i dystrybucji [6]. Niezgodny z nauką oraz zdrowym rozsądkiem sposób zarządzania zasobami naturalnymi Syberii jest przyczyną wielkiej katastrofy ekologicznej na tym obszarze.



Rysunek 11.1. Struktura systemu scentralizowanego

Źródło: opracowanie własne

## Tradycyjny system zasilania

System powstał na początku XX wieku, a w Polsce w latach 50. Źródłami energii są elektrownie / elektrociepłownie węglowe, a poza Polską także i atomowe. Pojawienie się odnawialnych źródeł energii (OZE) w XXI wieku i próby ich wdrożenia spowodowało wzrost emisyjności gazów cieplarnianych (*green house gases*, GHG) i przyspieszenie zmian klimatycznych. Podstawową wadą takiej kombinacji jest to, że OZE destabilizuje system i operatorzy nie kontrolują parametrów, co prowadzi do poważnych zakłóceń w sieci. Niemiecki system Energiewende 2.0 bankrutuje, a potężne koszty na budowę linii przesyłowych  $2 \times 400$  kV ponoszone są w Polsce [7].

## Inicjatywy oddolne i legislacja

Inicjatywy oddolne rozpoczęły się od samowystarczalności pojedynczych gospodarstw farmerskich. Autor wizytował takie farmy w Nowej Zelandii. Jednak zbiorowości kilkunastu / kilkuset podmiotów są dużo bardziej ekonomiczne – przykładem może być Osiedle Słoneczne w Kaźmierzu w Wielkopolsce [8].

Na zachodzie Europy istnieją samowystarczalne społeczności wielkości gminnej – Güssing w Austrii czy Feldheim w Niemczech. W Indiach wiele wiosek nie jest podłączonych do sieci, ale funkcjonuje jako struktury „wyspowe” – początkowo były tam instalowane generatory dieslowskie, a obecnie są one zamieniane na instalacje fotowoltaiczne. W podobny sposób brak rozwiniętej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej zmusza spore obszary Afryki do rozwiązań „wyspowych”.

W Unii Europejskiej toczy się proces szeroko rozumianej dekarbonizacji, w wyniku którego powstały dyrektywy RED II i RED III oraz Internal Electricity Market Directive. Są to przykłady racjonalnego podejścia do nowych inicjatyw w zakresie OZE. Istotna jest tutaj Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11.12.2018 r. [9]. Nakłada ona obowiązek na kraje członkowskie dostosowania prawa krajowego tak, aby w każdej unijnej gminie powyżej 10 tys. mieszkańców powstawały obywatelskie społeczności energetyczne – OSE (*citizens energy communities*), wzorem amerykańskich *citizens energy corporation*.

W Polsce istnieje Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK) [10], który zakłada powstanie zaledwie 300 OSE do roku 2030. Znowelizowane Prawo energetyczne przewiduje rejestr OSE prowadzony w Urzędzie Regulacji Energetyki [11]. Warte zauważenia są tutaj zapisy dotyczące „świadczenia usług ładowania pojazdów elektrycznych oraz wytwarzania, zużywania, magazynowania lub sprzedaży biogazu, biogazu rolniczego, biomasy i biomasy pochodzenia rolniczego”. Obecnie (2024 r.) nie ma jeszcze żadnego podmiotu realizującego te możliwości, ale rodzima biomasa jest naszym wielkim zasobem odnawialnej energii cieplnej i elektrycznej.

## Korzyści związane z obywatelskimi społecznościami energetycznymi

Podstawową korzyścią wynikającą ze stworzenia OSE jest budowa postaw wspólnotowych, swoistego kapitału społecznego. Jest to przywrócenie właściwej roli idei spółdzielczej – tak jak ją rozpowszechniał August Cieszkowski w Wielkopolsce [12]. Naczelną

zasadę OSE stanowi dobrowolność zrzeszania się. Jest to terytorialna kopia organizacji pozarządowej (*non-governmental organization*, NGO).

W takich strukturach kluczowy jest dostęp do informacji ogólnych oraz wiedzy *know-how*. Dzięki coraz lepszej edukacji w tym zakresie nowoczesne technologie OZE oraz odnawialnych źródeł zdrowia pozwalają na samowystarczalność w zakresie energii, zdrowej żywności, naturalnych leków itd.

Proces rozwojowy jest stopniowy – coraz więcej produkuje i konsumuje się lokalnie i krok po kroku uniezależnia się od systemu scentralizowanego. Dobrym przykładem takiej filozofii jest włoski program „Zero kilometrów” [13].

Konkludując, prawidłowo skonstruowane OSE pozwalają na uzyskanie prawie darmowej energii elektrycznej i ciepłej. Do tego należy dodać bardzo tanią elektromobilność oraz prawidłowe zagospodarowanie bioodpadów.

### Zasady konstrukcji obywatelskich społeczności energetycznych

W ramach jednej lub kilku gmin możliwe jest stworzenie OSE poprzez integrację istniejących źródeł OZE (rysunek 11.2). Należy przy tym pamiętać o w pełni sterowanym „stabilizatorze”, takim jak biogazownia, elektrownia wodna lub instalacja termicznego przetwarzania biomasy. Pozyskiwać można nie tylko energię elektryczną, ale i ciepłą. OSE w sposób radykalny redukują zależność od przesyłów energii z zewnątrz oraz smog (w tym elektromagnetyczny).

Źródłem energii może być także biomasa pozyskiwana lokalnie z plantacji o szybkiej rotacji. Plantacje takie dostarczają również surowca dla budownictwa czy produkcji mebli. Wielką dotychczas niewykorzystaną szansą jest geotermia [14]. Każda zainwestowana tu złotówka daje dużo więcej zysku finansowego i środowiskowego niż wiatraki.



**Rysunek 11.2.** Struktura OSE

Źródło: opracowanie własne

Konstrukcję OSE rozpoczyna się od pojedynczego domu, bloku mieszkalnego lub gospodarstwa rolnego, gdzie istnieje przydomowa elektrownia 3–10 kW. Zastosowaną technologią może być fotowoltaika, pionowy wiatrak (nie wyższy niż poziom drzew), elektrownia wodna lub mikroelektrownia szczytowo-pompowa, biogazownia – zasilana odpadami pochodzącymi z gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ) lub pompa ciepła zasilana lokalnie. Domy w tej samej okolicy mają już połączenie liniami niskiego napięcia. Nowo budowane grupy domów można podłączyć do sieci albo mogą pozostać *off-grid*. Domy z elektrowniami mogą również zasilac domy bez elektrowni, integrując w ten sposób odbiorców nieposiadających własnych elektrowni. Aktualnie deweloperzy budują osiedla zasilane z OZE – głównie jest to fotowoltaika, choć testuje się również przydomowe wiatraki. Zainteresowanie „osiedlowymi” magazynami energii elektrycznej stale wzrasta.

„Kreatywni” deweloperzy mogą dołączyć małe pionowe wiatraki na placach zabaw połączone z karuzelami lub banerami reklamowymi. Takie wiatraki stanowią rezerwę nocną i mogą służyć jako atrakcja dla dzieci oraz przyciągać uwagę potencjalnych nabywców lokali.

Konieczne jest wprowadzenie do OSE „stabilizatora” w postaci biogazowni, instalacji termicznego przetwarzania biomasy, wodnej elektrowni szczytowo-pompowej czy magazynu energii elektrycznej i/lub cieplnej. Moc „stabilizatora” nie musi być większa niż 20–25% całkowitej mocy OSE.

Bardzo atrakcyjna jest koncepcja połączenia biogazowni (biomasa „miękka”) z instalacją zgazowania biomasy „twardej”, tzw. Biogazownia Plus. W ten sposób zagospodarowuje się całość biomasy w gminnym systemie GOZ. Koszt takiego rozwiązania wynosi ok. 110% standardowej biogazowni.

## Barierzy

Szybki rozwój OSE jest blokowany przez:

- chaos legislacyjny (oprócz OSE wprowadzono dodatkowo takie pojęcia, jak klastry energii, spółdzielnie energii, prosument wirtualny itd.);
- brak ludzi o postawach wspólnotowych (niestety polityka niszczy osobowości);
- brak specjalistów od integracji OZE (30 lat temu było podobnie w przypadku komputerów);
- brak prawnych możliwości OSE w zakresie generowania ciepła oraz integracji mobilności;
- brak prawnych możliwości integracji biomasy pochodzącej z GOZ, zarówno „miękkiej” (biogazownia), jak i „twardej” (instalacja zgazowująca);
- brak wsparcia budowy lokalnej bazy surowcowej (np. plantacji drzew C<sub>4</sub>);
- brak możliwości wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych w okresie przejściowym (dobrym przykładem jest tu problem polskiego gazu w gminie Tarnowo Podgórne w Wielkopolsce, gdzie niemiecka firma wykorzystuje polskie złoża, polskie gazociągi i narzuca wysokie opłaty na polskich odbiorców);
- niedokładna implementacja dyrektyw i rozporządzeń unijnych;

- brak dostępu do linii 110 kV oraz realnych inwestycji w linie średniego i niskiego napięcia (całość środków unijnych przeznaczona na linie najwyższych napięć, których w Polsce jest już za dużo).

## Podsumowanie

Podsumowując powyższe rozważania, należy stwierdzić, że:

- lokalne społeczności mają dosyć systemów scentralizowanych i ich sztucznych problemów;
- systemy scentralizowane nie są w stanie łagodzić zmian klimatycznych, ale je przyspieszają;
- wielość „bytów legislacyjnych” dotyczących lokalnych społeczności uniemożliwia skuteczne tworzenie OSE, co blokuje realną samowystarczalność „gminnej energetyki”;
- dyrektywy i rozporządzenia unijne należy implementować dokładnie, a nie wyrywkowo;
- stworzenie skutecznych OSE jest możliwe dopiero po zbudowaniu kapitału ludzkiego, wynikającego z rozwoju postaw wspólnotowych;
- konieczne są specjalistyczne szkolenia i warsztaty dla potencjalnych liderów OSE (można bazować na doradcach energetycznych w gminach i Wojewódzkim Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, ale po ich doszkoleniu w tym zakresie);
- istnieje potrzeba konkretnego finansowania ze szczebla centralnego;
- konieczne jest podejście kompleksowe do zaspokojenia potrzeb ludzkich;
- na większości terenów nie da się zbudować skutecznych OSE bez lokalnej instalacji typu „Biogazownia Plus” w systemie GOZ.

## Literatura

1. Ziębik A., Szega M., Stanek W. (red.) *Krajowy system energetyczny*. [W]: *Systemy energetyczne a środowisko*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015, 61–144.
2. Łysoń M. *Wzięli akumulatory na terapię. Chiny nie oszalały, a jedynie chcą rewolucji*. <https://www.chip.pl/2025/02/chiny-odnawianie-akumulatorow-litowo-jonowych> (dostęp: 23.04.2025).
3. Dybała B. *Kraków. Mieli mieć ciepło w mieszkaniach, a siedzą w kurtkach i czapkach. Bo MPEC nie podłączył budynku do sieci*. <https://gazetakrakowska.pl/krakow-mieli-miec-cieplo-w-mieszkaniach-a-siedza-w-kurtkach-i-czapkach-bo-mpec-nie-podlaczyl-budynku-do-sieci/ar/c1-14643205> (dostęp: 24.04.2025).
4. Kość W. *Gaz w Komisji Europejskiej, czyli jak z paliwa kopalnego zrobić „zielone”*. <https://oko.press/gaz-w-komisji-europejskiej-paliwa-kopalne-zielone> (dostęp: 24.04.2025).
5. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. *Raporty dobowe z pracy KSE. Generacja mocy Jednostek Wytwórczych*. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-mocy-jednostek-wytworczych> (dostęp: 26.04.2025).
6. Adamczyk G. *Metan odpowiada za 30% globalnego ocieplenia. Skąd się wziął w atmosferze i czy jest niebezpieczny?* <https://swiatoze.pl/> (dostęp: 26.04.2025).

7. *Ustawa z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych*. Dz.U. 2015, poz. 1265.
8. Blisko Poznania. *Osiedle Słoneczne w Kaźmierzu koło Poznania – domy zasilane energią słoneczną*. <https://bliskopoznania.pl/2016/06/16/osiedle-sloneczne-kazmierz-domy-panele-sloneczne-opinie/> (dostęp: 28.04.2025).
9. European Union. *Energia odnawialna*. <https://eur-lex.europa.eu/PL/legal-content/summary/renewable-energy.html> (dostęp: 28.04.2025).
10. Serwis Rzeczypospolitej Polskiej. *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* <https://www.gov.pl/web/premier/krajowy-plan-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r> (dostęp: 28.04.2025).
11. Urząd Regulacji Energetyki. *24 sierpnia rusza rejestr obywatelskich społeczności energetycznych*. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12128,-24-sierpnia-rusza-rejestr-obywatelskich-spolecznosci-energetycznych.html> (dostęp: 29.04.2025).
12. Racjonalista.pl. *August Cieszkowski – słowiański solidarysta*. <https://www.racjonalista.pl/kk.php/s,9799> (dostęp: 29.04.2025).
13. SoleToscana. *The Italian Philosophy of Zero Kilometer Living*. <https://www.soletoscana.com/blogs/artigiano/the-italian-philosophy-of-zero-kilometer-living> (dostęp: 29.04.2025).
14. Najwyższa Izba Kontroli. *Geotermia – mamy zasoby, tylko na razie mało z nich korzystamy*. <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/energia-wod-termalnych.html> (dostęp: 29.04.2025).

## 12. Odnawialne źródła energii w świetle zmian w podatku od nieruchomości

---

**Jolanta Mikołajczyk**

Uniwersytet Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie, Wydział Prawa i Administracji,  
Katedra Prawa Administracyjnego i Samorządu Terytorialnego

E-mail: mikołajczyk@uksw.edu.pl

### Wprowadzenie

Podatek od nieruchomości stanowi istotny element wpływający na efektywność ekonomiczną inwestycji w odnawialne źródła energii (OZE) (zwłaszcza obiektów, takich jak panele fotowoltaiczne, elektrownie wiatrowe i biogazownie). W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny rozwój OZE, co – w kontekście legislacji o niskiej jakości – generowało liczne wątpliwości interpretacyjne, a w konsekwencji spory na linii podatek–organy podatkowe. Pojęcia o kluczowym znaczeniu dla opodatkowania, tj. budynek i budowla, zostały redefiniowane w konsekwencji uchylecia art. 1a ust. 1 pkt 2 Ustawy z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (dalej zwanej „ustawą o podatkach i opłatach lokalnych”), definiującego budowlę na mocy wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 4 lipca 2023 r. (sygn. akt SK 14/21) [1]. Zmiana definicji legalnych daje zatem nadzieję, że przedmiot opodatkowania zostanie określony precyzyjniej, czego skutkiem będzie zawężenie pola potencjalnych sporów interpretacyjnych.

Celem niniejszego opracowania jest odpowiedź na pytanie: czy ustawa z dnia 19 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych oraz ustawy o opłacie skarbowej (dalej zwana „ustawą nowelizującą” lub „nowelizacją”) ma wpływ na opodatkowanie podatkiem od nieruchomości odnawialnych źródeł energii – ze szczególnym uwzględnieniem ich poszczególnych typów, tj. elektrowni fotowoltaicznych, elektrowni wiatrowych i biogazowni (a także biogazowni rolniczych) [2]. Dodatkowo w przypadku twierdzącej odpowiedzi na powyższe pytanie autorka dokonała również analizy oraz oceny wprowadzonych zmian w zakresie opodatkowania poszczególnych typów OZE.

Prace nad niniejszą publikacją wymagają zastosowania przede wszystkim metody dogmatycznej, tj. interpretacji prawa, a także towarzyszącej jej analizy piśmiennictwa oraz orzecznictwa. Ocena analizowanych regulacji będzie się opierać przede wszystkim na wykładniach – językowej, funkcjonalnej i celowościowej. Kluczowe znaczenie ma tutaj również metoda historyczno-prawna, która umożliwi spojrzenie na zakres przedmiotowy opodatkowania podatkiem od nieruchomości na przestrzeni lat, a zatem umożliwi ocenę zagadnienia w szerszym kontekście (nieobowiązujący porządek prawny stanowi znaczący punkt odniesienia). Dodatkowo dla oceny efektywności przyjętych regulacji zastosowana zostanie metoda empiryczna, a także metoda funkcjonalna.

Autorka niniejszego opracowania w znacznej mierze odnosi się bezpośrednio do ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, zarówno w brzmieniu obowiązującym do dnia 31 grudnia 2024 r., jak i w brzmieniu obowiązującym od dnia 1 stycznia 2025 r. W swoich badaniach autorka posiłkuje się również literaturą przedmiotu, ze szczególnym uwzględnieniem publikacji A. Siwkowskiej [3] oraz Ł. Rogowskiego [4].

## **Przedmiot opodatkowania w podatku od nieruchomości, podstawa opodatkowania oraz stawki podatku**

### **Przedmiot opodatkowania w podatku od nieruchomości**

Nieruchomości i obiekty budowlane stanowiące przedmiot opodatkowania podatkiem od nieruchomości zostały enumeratywnie wymienione w art. 2 ust. 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych i są to: grunty, budynki lub ich części, budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

Ustawa o podatkach i opłatach lokalnych nie zawiera definicji legalnej nieruchomości. W ocenie Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) brak powyższej definicji legalnej nie nasuwa wątpliwości, że ustawodawca miał na uwadze istniejącą definicję tego pojęcia, którą zawiera część ogólna Kodeksu cywilnego (wyrok NSA w Poznaniu z dnia 27.02.1992 r., SA/Po 1346/91, LEX nr 60677).

Pojęcie nieruchomości zdefiniowane w art. 46 § 1 Kodeksu cywilnego, który wskazuje, że nieruchomościami są części powierzchni ziemskiej stanowiące odrębny przedmiot własności (grunty), jak również budynki trwale z gruntem związane lub części takich budynków, jeżeli na mocy przepisów szczególnych stanowią odrębny od gruntu przedmiot własności.

Ustawa o podatkach i opłatach lokalnych – w brzmieniu do dnia 31 grudnia 2024 r. – nie definiowała również obiektu budowlanego, dlatego też praktyka odnosiła się tu do definicji z art. 3 pkt 1 Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (dalej zwanej „prawem budowlanym”) (Dz.U. 2024, poz. 725, 834, 1222), zgodnie z którą jest to *budynek, budowla bądź obiekt małej architektury, wraz z instalacjami zapewniającymi możliwość użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem, wzniesiony z użyciem wyrobów budowlanych* [5].

Z kolei terminy „budynek” i „budowla” zostały zdefiniowane w art. 1a ustawy o podatkach i opłatach lokalnych. Niemniej jednak obie te definicje uległy zmianie na mocy Ustawy z dnia 19 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych oraz ustawy o opłacie skarbowej [2].

### ***Budynek – definicja do dnia 31 grudnia 2024 r.***

W stanie prawnym obowiązującym do dnia 31 grudnia 2024 r., zgodnie z art. 1a pkt 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych budynek to *obiekt budowlany w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, który jest trwale związany z gruntem, wydzielony z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych oraz posiada fundamenty i dach* [1].

Zakwalifikowanie obiektu budowlanego do kategorii budynku wymagało więc ustalenia, czy obiekt budowlany spełnia warunki, które zostały przewidziane wyłącznie dla budynków, a zatem, czy:

- 1) jest trwale związany z gruntem;
- 2) posiada fundament;
- 3) posiada dach;
- 4) został wydzielony z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych.

Wśród elementów budzących wątpliwości interpretacyjne było użyte w art. 1a ust. 1 pkt 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych wyrażenie „trwale związany z gruntem”, które może być rozumiane na różne sposoby [6]. Również brak definicji legalnej dachu, którego rozumienie z punktu widzenia językowego jest dość oczywiste, generowało wiele sporów oraz stanowiło przedmiot licznych rozstrzygnięć sądów administracyjnych [7]. Kwestia posiadanych fundamentów, a także wydzielenie z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych również stanowiły przedmiot szerokich linii orzeczniczych. Tym samym pozornie prosta definicja w praktyce wywoływała liczne spory między podatnikami i organami podatkowym.

#### ***Budowla – definicja do dnia 31 grudnia 2024 r.***

Największe wątpliwości interpretacyjne dotychczas budziła definicja budowli. Zgodnie z art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych w brzmieniu obowiązującym do dnia 31 grudnia 2024 r. budowla to *obiekt budowlany w rozumieniu przepisów prawa budowlanego niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, a także urządzenie budowlane w rozumieniu przepisów prawa budowlanego związane z obiektem budowlanym, które zapewnia możliwość użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem* [1].

Z kolei art. 3 pkt 3 prawa budowlanego wskazywał, że mówiąc o *budowli*, należy przez to rozumieć *każdy obiekt budowlany niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak: obiekty liniowe, lotniska, mosty, wiadukty, estakady, tunele, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące trwale związane z gruntem tablice reklamowe i urządzenia reklamowe, budowle ziemne, obronne (fortyfikacje), ochronne, hydrotechniczne, zbiorniki, wolno stojące instalacje przemysłowe lub urządzenia techniczne, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, stacje uzdatniania wody, konstrukcje oporowe, nadziemne i podziemne przejścia dla pieszych, sieci uzbrojenia terenu, budowle sportowe, cmentarze, pomniki, a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową* [5]. Brzmienie powyższej definicji, która z uwagi na zastosowane przez ustawodawcę sformułowanie *obiekt budowlany (...)* jak:, zawierała otwarty katalog przykładów budowli, wskazywało na bardzo rozbudowany zakres pojęcia budowli.

To właśnie zdefiniowana w art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych budowla stanowiła powód wydania przez Trybunał Konstytucyjny w dniu 4 lipca 2023 r. wyroku (sygn. akt SK 14/21), zgodnie z którym powyższy przepis jest niezgodny z art. 84 i art. 217 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej. Powodem niekonstytucyjności wskazanej

regulacji był bowiem brak możliwości zrekonstruowania przedmiotu opodatkowania na podstawie samych tylko przepisów podatkowych. Konieczność sięgania do innych przepisów determinowała rozstrzygnięcie, że takie rozwiązanie jest niekonstytucyjne.

Należy jednak zaznaczyć, że definicja ta już wcześniej była problematyczna, co miało przełożenie na liczbę sporów zarówno interpretacyjnych (bezpośrednio przed organami podatkowymi), sądowo-administracyjnych, jak i przed Trybunałem Konstytucyjnym (w kontekście innych aspektów przedmiotowej regulacji, gdzie uprzednio zapadały już wyroki, np. wyrok Trybunału Konstytucyjnego z dnia 13 września 2011 r., sygn. akt P 33/09). Pozostaje zatem zagadką brak motywacji ustawodawcy do samodzielnego uporządkowania brzmienia przepisów w tym zakresie, tak aby nie budziły one wątpliwości.

### **Podstawa opodatkowania**

Rozróżnienie poszczególnych przedmiotów opodatkowania podatkiem od nieruchomości jest kluczowe, ponieważ wiążą się one z różnymi podstawami opodatkowania, co szczegółowo określa art. 4 ust. 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych. Podstawę opodatkowania dla gruntów stanowi powierzchnia, dla budynków lub ich części – powierzchnia użytkowa, a dla budowli lub ich części związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej – wartość początkowa budowli, o której mowa w przepisach o podatkach dochodowych, ustalona na dzień 1 stycznia roku podatkowego, stanowiąca podstawę obliczania amortyzacji w tym roku, niepomniejszona o odpisy amortyzacyjne, a w przypadku budowli całkowicie zamortyzowanych – ich wartość z dnia 1 stycznia roku, w którym dokonano ostatniego odpisu amortyzacyjnego (art. 4 ust. 4–6 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych przewiduje w tym zakresie pewne przypadki szczególne, jednak nie mają one wpływu na opodatkowanie obiektów budowlanych będących przedmiotem niniejszego opracowania).

### **Stawki podatku**

Regulacje dotyczące stawek podatku od nieruchomości dla poszczególnych przedmiotów opodatkowania ujęto w art. 5 ust. 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych. Zgodnie z powyższą regulacją stawki podatku od nieruchomości od gruntów oraz od budynków lub ich części określa rada gminy na podstawie uchwały. Organy gminy są zobligowane jednak do uwzględnienia stawek maksymalnych przewidzianych w art. 5 ust. 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, które to stawki podlegają corocznemu uaktualnieniu w drodze obwieszczenia ministra finansów, odpowiednio do wysokości cen towarów i usług konsumpcyjnych. Przykład aktualnie (2024 r.) obowiązującej stawki maksymalnej (w ujęciu rocznym) od gruntów związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej, bez względu na sposób zakwalifikowania w ewidencji gruntów i budynków wynosi 0,62 zł od 1 m<sup>2</sup> powierzchni, a od budynków lub ich części związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej oraz od budynków mieszkalnych lub ich części zajętych na prowadzenie działalności gospodarczej – 17,31 zł od 1 m<sup>2</sup> powierzchni użytkowej.

Tym samym kwestia rozstrzygnięcia ewentualnych wątpliwości, czy dany obiekt stanowi budynek, czy też budowle ma znaczący wpływ na jego obciążenie podatkowe podatkiem od nieruchomości. Tym samym z praktycznego punktu widzenia zakwalifikowanie

danego obiektu budowlanego do innej kategorii może być niekiedy korzystniejsze (np. uznawanie za budowlę obiektów budowlanych o znacznej wartości, których powierzchnia użytkowa jest stosunkowo niewielka, czy też uznawanie za budynek obiektów budowlanych o niewielkiej wartości, jednak o znacznej powierzchni użytkowej).

W konsekwencji powyższego regulacje ustawy o podatkach i opłatach lokalnych stanowiły przedmiot powszechnych sporów pomiędzy podatnikami a organami podatkowym [4]. W konsekwencji jednego ze sporów na tym tle dnia 4 lipca 2023 r. doszło do wydania wyroku Trybunału Konstytucyjnego (sygn. akt SK 14/21), który de facto wymusił na ustawodawcy redefinicję pojęcia budowli, o czym wspomniano już w niniejszym opracowaniu.

## **Opodatkowanie OZE podatkiem od nieruchomości – do dnia 31 grudnia 2024 r.**

### **Elektrownie wiatrowe**

Historia sporów i wątpliwości związanych z opodatkowaniem podatkiem od nieruchomości elektrowni wiatrowych jest dość burzliwa. Początkowo (do końca 2016 r.) kwestia ta nie budziła wątpliwości – opodatkowaniu podlegały wyłącznie części budowlane elektrowni, tzn. fundament i maszt, a nie urządzenia techniczne służące do produkcji energii elektrycznej (takie jak generator czy rotor z gondolą). Powyższe stanowiło efekt wykładni definicji budowli z prawa budowlanego, zgodnie z którą jako budowlę wskazano części budowlane urządzeń technicznych, wśród których wymieniono m.in. elektrownię wiatrową. Powyższe potwierdzało jednolite orzeczenie NSA, np. wyrok NSA z dnia 25 listopada 2010 r. (sygn. akt II FSK 1382/09) czy wyrok NSA z dnia 20 stycznia 2012 r. (sygn. akt II FSK 1397/10) [3].

W wyniku zmiany definicji budowli zawartej w art. 3 pkt 3 prawa budowlanego, która weszła w życie dnia 16 lipca 2016 r., z obowiązującej uprzednio definicji wykreślono elektrownie wiatrowe jako części budowlane urządzeń technicznych. Zmiana ta rozpoczęła dyskusję, czy utrwalona dotychczas linia orzecznicza pozostaje aktualna. Finalnie kwestię tę rozstrzygnął wyrok NSA wydany w dniu 22 października 2018 r. przez skład siedmiu sędziów (sygn. akt II FPS 2/18). W rezultacie wykładni dokonanej przez NSA stwierdzono, że próba zdefiniowania elektrowni wiatrowej jako *wolnostojącego urządzenia technicznego* i w związku z tym opodatkowanego w całości, z pominięciem zwrotu *części budowlane (...)* *innych urządzeń technicznych*, może budzić pewne wątpliwości. Ponadto NSA uznał, że trudno podzielić stanowisko wskazujące na zasadność „resetu” przepisów obowiązujących do dnia 16 lipca 2016 r. [3].

Kolejna zmiana przepisów w zakresie opodatkowania elektrowni wiatrowych weszła w życie dnia 1 stycznia 2018 r., choć w rezultacie wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 22 lipca 2020 r. (sygn. akt K 4/19) uznano, że data wejścia w życie omawianych regulacji naruszała zasadę nieretroaktywności, w wyniku czego gminy otrzymały rekompensaty z tytułu utraconych dochodów za cały 2018 r. Nowelizacja ponownie uzupełniła katalog budowli z art. 3 pkt 3 prawa budowlanego o *części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych i innych urządzeń)* (art. 2 pkt 1 Ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych

źródłach energii oraz niektórych innych ustaw) [8]. Tym samym brzmienie przepisu zostało przywrócone do stanu sprzed dnia 16 lipca 2016 r., a opodatkowanie elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości nie uległo wówczas zmianie.

### **Elektrownie fotowoltaiczne**

Regulacje obowiązujące do dnia 31 grudnia 2024 r. nasuwały liczne wątpliwości dotyczące nie tylko poszczególnych obiektów wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej, ale również związane z opodatkowaniem gruntów (zwłaszcza gdy stanowiły one użytki rolne).

Rozstrzygnięcie wątpliwości dotyczących kwestii, czy budowlą w rozumieniu ustawy o podatkach i opłatach lokalnych są całe panele fotowoltaiczne, czy opodatkowaniu będą podlegać jedynie części budowlane, na których są one zamocowane, stanowiło podstawę wielu sporów między podatnikami (właścicielami instalacji) a organami podatkowymi. W końcu kwestię tę rozstrzygnął wyrok NSA z dnia 18 grudnia 2018 r. (sygn. akt II FSK 1275/18), wskazując ponadto, że *budowa analizowanego urządzenia: paneli, które są elementami krzemowych płyt półprzewodnikowych zamocowanymi do gruntu za pomocą specjalnego systemu kotew, palowania czy płyt betonowych, oraz funkcja jaką spełniają – zamiana energii słonecznej na elektryczną, sprawiają, że należy za budowle uznać jedynie ich części budowlane. W konsekwencji w takim zakresie podlegają podatkowi od nieruchomości. NSA argumentował, że logika wskazuje, że „udział” wyrobów budowlanych w obiekcie budowlanym winien mieć charakter dominujący. Powinien w zasadniczy sposób wpływać na właściwości użytkowe obiektów budowlanych w stosunku do podstawowych wymagań dotyczących tychże obiektów. Należy przy tym zaznaczyć, że ani budowa, ani wygląd, ani funkcje paneli fotowoltaicznych i wymienionych w ustawie obiektów budowlanych kwalifikowanych do budowli nie są nie tylko tożsame, ale nawet są zbliżone. Ponadto NSA zwrócił uwagę na kwestię ewentualnego demontażu i zamiany paneli na inne elementy prądotwórcze, co w ocenie sądu jednoznacznie odróżnia panele od obiektów budowlanych podlegających opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości [9].*

Dodatkowo warto zaznaczyć, że kwestią dyskusyjną było wspomniane wyżej opodatkowanie gruntów, na których usytuowano elektrownie fotowoltaiczne. Z kolei nie budziło wątpliwości to, że grunty niebędące użytkami rolnymi i lasami, na których znajduje się elektrownia fotowoltaiczna, należy zakwalifikować jako związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Sporną pozostawała kwestia kwalifikacji gruntów rolnych i leśnych, na których znajduje się elektrownia fotowoltaiczna, którą ostatecznie rozstrzygnął wyrok NSA z dnia 4 lipca 2017 r. (sygn. akt II FSK 1540/15), wskazując, że w takiej sytuacji mamy do czynienia z „zajęciem” na prowadzenie działalności gospodarczej innej niż działalność rolnicza. Co istotne w takiej sytuacji cała nieruchomość rolna, na której zlokalizowano obiekty i urządzenia wchodzące w skład farmy fotowoltaicznej przeznaczone są do wykonywania działalności gospodarczej.

### **Biogazownie**

W przypadku biogazowni kwestią sporną do dnia 31 grudnia 2024 r. pozostawało to, czy biogazownia rolnicza może zostać zakwalifikowana w całości jako obiekt budowlany, który opodatkowany jest jako budynek, czy też poszczególne jej elementy powinny zostać

opodatkowane jako budowle (szczególnie dotyczyło to zbiorników magazynowania końcowego i zbiorników fermentatora) [3].

Kwestię tę rozstrzygnięto w wyroku NSA z dnia 19 września 2017 r. (sygn. akt II FSK 2130/15), który wskazał, że *przy dokonywaniu tego rodzaju kwalifikacji obiektów należy zawsze mieć na uwadze jego elementy funkcjonalne, czyli przeznaczenie, wyposażenie oraz sposób i możliwości wykorzystania tego obiektu jako całości*. Należy zwrócić uwagę, że w cytowanym tu określeniu budowli, zawartym w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych, ustawodawca szczególnie podkreśla jego funkcjonalność przez stwierdzenie o *możliwości użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem* (wyrok NSA z dnia 10 stycznia 2008 r., sygn. akt II FSK 1313/07, ONSAiWSA 2009, nr 3, poz. 57). Powyższe tezy pozwoliły NSA na wyrażenie poglądu, że obiekt stacji transformatorowej – mimo spełnienia formalnych przesłanek zaliczenia do budynku – jest w istocie budowlą w rozumieniu art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych.

Zbiorniki fermentatora i zbiorniki magazynowania końcowego biogazowni rolniczej stanowią zatem w ocenie NSA budowle w rozumieniu art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, a tym samym biogazownie w tej części podlegać będą opodatkowaniu budowli.

Kwestię sporną stanowiło również kwalifikowanie jako działalności rolniczej w rozumieniu art. 1a ust. 1 pkt 6 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych produkcji biogazu z przeznaczeniem do sprzedaży i wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby własne. Kwestia ta została rozstrzygnięta w wyroku NSA z dnia 13 października 2016 r. (sygn. akt II FSK 2476/14), gdzie wskazano, że podstawowym celem funkcjonowania biogazowni jest działalność przemysłowa, a zatem jednoznacznie nie jest działalnością rolniczą w rozumieniu art. 1a ust. 1 pkt 6 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych. Wskazano przy tym, że bez znaczenia pozostają kwestie, takie jak rolniczy status podatnika, czy to, że biogaz jest produkowany i przechowywany w budowlach rolniczych.

## **Zmiany definicji legalnych w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych od 2025 r.**

Od dnia 1 stycznia 2025 r. weszła w życie ustawa nowelizująca, która wprowadziła znaczące zmiany w podatku od nieruchomości. Stanowi ona konsekwencję wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 4 lipca 2023 r. (sygn. akt SK 14/21), który uznał dotychczasową definicję budowli za niezgodną z Konstytucją Rzeczypospolitej Polskiej, o czym już wspomniano. Nowelizacja wprowadziła całkowicie nowe definicje legalne obiektu budowlanego, robót budowlanych oraz trwałego związania z gruntem, a także redefiniowała pojęcia budynku i budowli.

### **Obiekt budowlany**

Od dnia 1 stycznia 2025 r. do art. 1a ust. 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych dodano pkt 2a definiujący obiekt budowlany, jako *budynek lub budowlę, z wyłączeniem wyrobisk górniczych, a także niewielkich obiektów stanowiących: a) obiekty kultu religijnego – w szczególności kapliczki, krzyże przydrożne i figury, b) obiekty architektury ogrodowej – w szczególności posągi i figurki ogrodowe, wodotryski, mostki, pergole, mury*

*grille i oczka wodne, c) obiekty użytkowe służące rekreacji codziennej i utrzymaniu porządku – w szczególności śmietniki, wiaty na wózki dziecięce i rowery oraz obiekty stanowiące wyposażenie placów zabaw dla dzieci [1].*

## **Budynek**

W brzmieniu art. 1a ust. 1 pkt 1 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych obowiązującym od dnia 1 stycznia 2025 r. budynek to *obiekt wzniesiony w wyniku robót budowlanych, wraz z instalacjami zapewniającymi możliwość jego użytkowania zgodnie z przeznaczeniem, trwale związany z gruntem, wydzielony z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych oraz który posiada fundamenty i dach, z wyłączeniem obiektu, w którym są lub mogą być gromadzone materiały sypkie, materiały występujące w kawałkach albo materiały w postaci ciekłej lub gazowej, którego podstawowym parametrem technicznym wyznaczającym jego przeznaczenie jest pojemność [1].*

Dodatkowo do ustawy o podatkach i opłatach lokalnych wprowadzono art. 1a ust. 1 pkt 2b, który definiuje roboty budowlane jako *prace polegające na budowie, odbudowie, rozbudowie, nadbudowie, przebudowie lub montażu, do których stosuje się przepisy ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. 2024 r., poz. 725, 834, 1222), a także art. 1a ust. 1 pkt 2c, który jednoznacznie rozstrzyga, że trwałe związanie z gruntem należy rozumieć jako *takie połączenie obiektu budowlanego z gruntem, które zapewnia temu obiektowi stabilność i możliwość przeciwdziałania czynnikom zewnętrznym niezależnym od działania człowieka, mogącym zniszczyć lub spowodować przemieszczenie lub przesunięcie się obiektu budowlanego na inne miejsce [1].**

## **Budowla**

Od dnia 1 stycznia 2025 r. nowe brzmienie definicji budowli z art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych zawiera zamknięty katalog obiektów wpisujących się w te definicję, którymi są: *a) obiekt niebędący budynkiem, wymieniony w załączniku nr 4 do ustawy, wraz z instalacjami zapewniającymi możliwość jego użytkowania zgodnie z przeznaczeniem, b) elektrownia wiatrowa, elektrownia jądrowa i elektrownia fotowoltaiczna, biogazownia, biogazownia rolnicza, magazyn energii, kocioł, piec przemysłowy, kolej linowa, wyciąg narciarski oraz skocznia, w części niebędącej budynkiem – wyłącznie w zakresie ich części budowlanych, c) urządzenie budowlane – przyłącze oraz urządzenie instalacyjne, w tym służące oczyszczaniu lub gromadzeniu ścieków, oraz inne urządzenie techniczne, bezpośrednio związane z budynkiem lub obiektem, o którym mowa w lit. a, niezbędne do ich użytkowania zgodnie z przeznaczeniem, d) urządzenie techniczne inne niż wymienione w lit. a–c – wyłącznie w zakresie jego części budowlanych, e) fundamenty pod maszyny oraz pod urządzenia techniczne, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową [1].* Załącznik nr 4 do ustawy o podatkach i opłatach lokalnych zawiera wykaz obiektów, które stanowią budowle zgodnie ze wskazanym powyżej art. 1a ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, jak np. płyty stadionów, tunele dla zawodników, trybuny wchodzące w skład stadionów czy amfiteatry. Jednak z uwagi na fakt, że wykaz ten nie odnosi się do odnawialnych źródeł energii, w ocenie autorki przytaczanie pełnego brzmienia powyższego załącznika nie byłoby celowe.

Nowa definicja budowli wprowadza precyzyjniejsze ramy opodatkowania, uwzględniając zróżnicowanie kategorii budowli. Wspólnym mianownikiem wszystkich grup pozostaje ich budowlany charakter wynikający z realizacji robót budowlanych, co wiąże definicję podatkową z ustawą dotyczącą prawa budowlanego.

Wprawdzie definicja ta budzi nadal pewne niejasności, roboty budowlane zdefiniowano bowiem jako prace, do których stosuje się przepisy prawa budowlanego. Tym samym pozornie autonomiczna definicja nadal dość mocno nawiązuje do brzmienia innej ustawy. Z uwagi na wielość obiektów kwalifikujących się do kategorii budowli wskazane nawiązanie może doprowadzić do kolejnych sporów interpretacyjnych dotyczących kwalifikacji poszczególnych obiektów.

### **Opodatkowanie OZE podatkiem od nieruchomości – od dnia 1 stycznia 2025 r.**

Aktualne brzmienie przepisów ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, które obowiązuje od dnia 1 stycznia 2025 r., uporządkowuje wiele kwestii związanych z opodatkowaniem poszczególnych typów instalacji OZE podatkiem od nieruchomości. Zgodnie z przytoczonym powyżej art. 1a ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy o podatkach i opłatach lokalnych termin „budowla” oznacza *elektrownię wiatrową, elektrownię jądrową i elektrownię fotowoltaiczną, biogazownię, biogazownię rolniczą, magazyn energii, kocioł, piec przemysłowy, kolej linową, wyciąg narciarski oraz skocznię, w części niebędącej budynkiem – wyłącznie w zakresie ich części budowlanych* [1]. Powyższa regulacja jednoznacznie wskazuje, że zarówno elektrownie wiatrowe, elektrownie fotowoltaiczne, jak i biogazownie oraz biogazownie rolnicze stanowią budowlę wyłącznie w zakresie części budowlanej, a zatem tylko w tej części stanowią one przedmiot opodatkowania podatkiem od nieruchomości.

### **Podsumowanie**

W niniejszym opracowaniu zastosowano metodę dogmatyczną, tj. dokonano interpretacji ustawy o podatkach i opłatach lokalnych (oraz regulacji towarzyszących) w zakresie opodatkowania OZE. Przeprowadzono również analizę piśmiennictwa oraz orzecznictwa sądów administracyjnych. Dokonana ocena analizowanych regulacji została oparta przede wszystkim na wykładniach: językowej, funkcjonalnej i celowościowej. Autorka pochyliła się także nad nieobowiązującym już brzmieniem ustawy (metoda historyczno-prawna). Do oceny efektywności przyjętych regulacji zastosowano również metodę empiryczną oraz metodę funkcjonalną.

Znaczną część opracowania poświęcono odniesieniom bezpośrednio do brzmienia ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, zarówno w brzmieniu obowiązującym do dnia 31 grudnia 2024 r. (metoda historyczno-prawna), jak i w brzmieniu obowiązującym od dnia 1 stycznia 2025 r. (metoda dogmatyczna). W swoim badaniu autorka odniosła się również do dotychczasowego dorobku naukowego dotyczącego tego zagadnienia.

Nie budzi wątpliwości, że kwestie związane z opodatkowaniem podatkiem od nieruchomości inwestycji w OZE są niezwykle istotnym aspektem z perspektywy ich efektywności ekonomicznej. Regulacje obowiązujące do dnia 31 grudnia 2024 r. pozostawiały tak szerokie pole do interpretacji, że zagadnienia związane z podatkiem od nieruchomości

stanowiły przedmiot ok. 1000 spraw (a więc ok. 5% wszystkich orzeczeń) wydanych przez NSA w 2023 r. [4]. Funkcjonowanie w tak dynamicznej interpretacyjnie przestrzeni stanowiło ogromne wyzwanie dla podatników. Definicje budynku i budowli obowiązujące od dnia 1 stycznia 2025 r., a wprowadzone na mocy ustawy nowelizującej (mimo pewnych dalszych wątpliwości interpretacyjnych), niewątpliwie ułatwią działalność przedsiębiorcom.

Odnosząc się do kwestii opodatkowania podatkiem od nieruchomości OZE należy wskazać, że zarówno w przypadku elektrowni fotowoltaicznych, elektrowni wiatrowych, jak i biogazowni oraz biogazowni rolniczych wprowadzona nowelizacja jednoznacznie określa przedmiot opodatkowania, którym są wyłącznie budowlane części powyższych obiektów. W rezultacie to ich wartość stanowi podstawę do wyliczenia stawki podatku.

Z jednej strony nowelizacja jedynie potwierdza dotychczas wypracowaną praktykę, której zasadność wykazywały również w swoich orzeczeniach sądy administracyjne. Z drugiej strony należy jednak zaznaczyć, że jednoznaczne wskazanie poszczególnych OZE jako budowli wprost wymienionych w treści art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych rozszerza stabilność systemu podatkowego, a także daje podatnikom pewne poczucie trwałości oraz jednoznaczności regulacji w tym zakresie.

Reasumując, trzeba uznać, że z perspektywy omawianych w publikacji OZE ustanowione w nowelizacji zmiany należy ocenić pozytywnie. Pozostaje zatem jednak pytanie, dlaczego ustawodawca wprowadził tak istotne zmiany dopiero po wyroku Trybunału Konstytucyjnego, a nie zdecydował się uprzednio samodzielnie wyeliminować narastających wątpliwości interpretacyjnych, których niewątpliwie był świadomy.

## Literatura

1. *Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych*. t.j. Dz.U. 2023, poz. 70.
2. *Ustawa z dnia 19 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o podatku rolnym, ustawy o podatkach i opłatach lokalnych oraz ustawy o opłacie skarbowej*. Dz.U. 2024, poz. 1757.
3. Siwkowska A. *Proces inwestycyjno-budowlany dla instalacji OZE*. C.H. Beck, Warszawa 2023.
4. Rogowski Ł. *Podatek od nieruchomości w praktyce. Analiza nowego systemu opodatkowania obiektów budowlanych*. C.H. Beck, Warszawa 2025.
5. *Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane*. t.j. Dz.U. 2024, poz. 725.
6. Etel L., Dowgier R., Liszewski G., Pahl B. (red.) *Podatki i opłaty lokalne. Komentarz*. B. Wolters Kluwer, Warszawa 2020.
7. Dowgier R. *Dach jako element normatywnej definicji budynku przyjmowanej na potrzeby podatku od nieruchomości*. Przegląd Podatków Lokalnych i Finansów Samorządowych 2016; 11(189): 12–16.
8. *Ustawa z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*. Dz.U. 2018, poz. 1276.
9. Pahl B. *Elektrownie fotowoltaiczne a podatek od nieruchomości*. *Finanse Komunalne* 2018; 9: 34–48.

## 13. Recykling paneli fotowoltaicznych

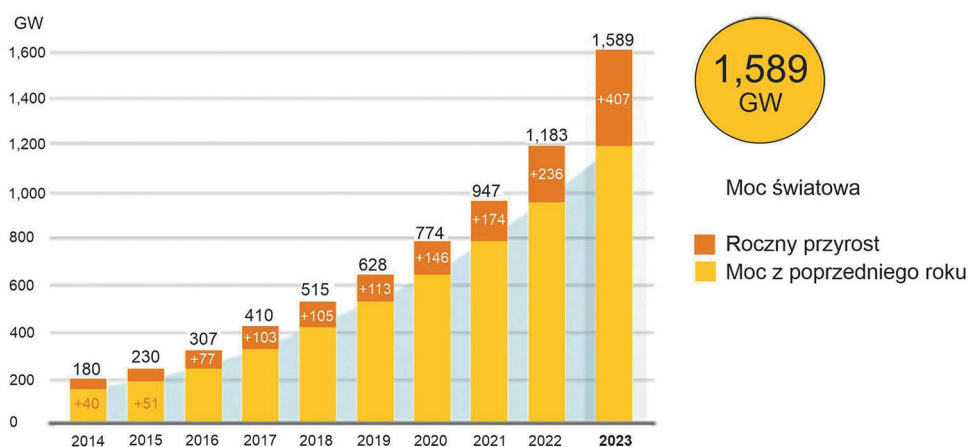
Bartłomiej Igliński, Urszula Kiełkowska, Krzysztof Mazurek, Marcin Cichosz,  
Sebastian Drużyński, Adriana Wróbel-Kaszanek, Aleksandra Szalla, Artur Borowski

Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Chemii

E-mail: iglinski@umk.pl, ulak@umk.pl, mazur@umk.pl, chemik@umk.pl, sebdr@umk.pl, adriana@umk.pl,  
olas@umk.pl, artboro@umk.pl

### Rozwój fotowoltaiki na świecie i w Polsce

W 2023 r. przyłączono 407 GW mocy fotowoltaiki (PV) na całym świecie (rysunek 13.1). To rekordowy wynik, który stanowi 73-procentowy wzrost łącznej mocy względem roku poprzedniego. Szacunkowo na koniec 2024 r. moc PV wyniosła ok. 2,200 GW. Największymi rynkami PV są Chiny, Stany Zjednoczone, Japonia, Niemcy i Indie [1].



Rysunek 13.1. Moc fotowoltaiki na świecie

Źródło: opracowanie na podstawie [1]

Jak przewiduje Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej, do 2050 r. ok. 78 mln ton paneli słonecznych zużyje się, a świat będzie generował ok. 6 mln ton rocznie nowych odpadów tego typu [2].

Fotowoltaika w Polsce kolejny rok z rzędu była liderem i głównym napędem wzrostu rynku odnawialnych źródeł energii (OZE) i podobnie jak w 2022 r. stanowi obecnie ok. 60% mocy zainstalowanej OZE. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki moc zainstalowana w PV na koniec 2023 r. wyniosła 17 GW, co w porównaniu z rokiem 2022 (12,4 GW) oznaczało przyrost o 4,662 GW i wzrost na poziomie 38% [3].

Nadal głównym źródłem wzrostów jest rynek prosumencki, który od 2019 r. kreuje zapotrzebowanie na nowe instalacje PV. W 2023 r. przyrost wyniósł 2022 MW, co w porównaniu z rokiem 2022 (3217 MW) oznacza wyraźną zmianę trendu i spadek dynamiki wzrostu z 69% do 43%. Powodów należy szukać w ograniczonej formie wsparcia klientów [3].

Na koniec 2023 r. w mikroinstalacjach prosumenckich było zainstalowanych 66,3% całkowitej mocy PV (co stanowi niewielki spadek względem 75% w 2022 r.). Podobnie jak w roku poprzednim były to nie tylko instalacje domowe, ale spory udział miały także instalacje należące do firm, montowane na różnego rodzaju obiektach usługowych, handlowych czy też budynkach sakralnych, z których korzystali tzw. autoproducenci [3].

W 2023 r. przybyło również małych instalacji (wg definicji ustawy dotyczącej OZE) o mocach do 1 MW, niewymagających uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Moc tych instalacji wynosiła 4,1 GW (rok wcześniej 2,5 GW), co stanowi 24,3% mocy PV ogółem (wzrost udziału o 5%). Na koniec 2023 r. wzrost udziału dużych farm PV powyżej 1 MW w mocy PV przekroczył 9,4% [3].

### **Czy panele PV warto poddawać recyklingowi?**

Powszechne przekonanie, że panele PV nie nadają się do recyklingu, to mit. Jest to jednak proces, którego upowszechnienie wymaga czasu i dalszych badań, aby osiągnąć pełny potencjał odpowiedniego recyklingu wszystkich komponentów paneli PV. Z tego powodu konieczna jest ścisła współpraca jednostek zajmujących się projektowaniem i recyklingiem, aby zapewnić zdolność do utylizacji poprzez świadome ekoprojekty [4].

Recykling jest jednak korzystny – pochłania mniej zasobów i energii niż pozyskiwanie surowców z pierwotnych źródeł. Zapobiega też niepotrzebnym zanieczyszczeniom, powstawaniu wysypisk śmieci, emisji gazów cieplarnianych [5].

W Polsce z prawnego punktu widzenia odpady z paneli PV traktowane są jak elektrośmieci. Zgodnie z zapisami dokonanyymi w ustawie o zużytym sprzęcie elektrycznym i elektronicznym wszystkie urządzenia, których działanie zależy od *dopływu prądu elektrycznego lub od obecności pól elektromagnetycznych oraz urządzenia mogące służyć do wytwarzania, przesyłu lub pomiaru prądu elektrycznego lub pól elektromagnetycznych, które są zaprojektowane do użytku przy napięciu elektrycznym nieprzekraczającym 1000 V dla prądu przemiennego oraz 1500 V dla prądu stałego* po zakończeniu okresu użytkowania trzeba oddać do przeznaczonych na ten cel punktów odbioru odpadów elektrycznych. Nie można ich więc po prostu wyrzucić do kosza czy też uznać za odpady wielkogabarytowe. We wspomnianych punktach odbioru niedziałające już moduły PV zostaną poddane dalszej obróbce nakierowanej na odzyskanie z nich jak największej liczby elementów do powtórnego użycia, a w razie wystąpienia potrzeby całkowitego ich zniszczenia, zostaną w całości bezpiecznie zutylizowane [6].

### **Skład surowcowy paneli PV**

Moduły fotowoltaiczne z krzemu składają się z różnych materiałów, 84% recyklingu dotyczy szkła i komponentów aluminiowych lub polimerowych, przy czym procesy recyklingu szkła i aluminium są dobrze znane. Z kolei wartość materiałów pochodzących

z recyklingu jest skoncentrowana w metalach, stanowiących ponad 75% teoretycznej wartości recyklingu [7].

Warto zauważyć, iż srebro, mimo że tworzy niewielką część masy modułu, stanowi prawie 50% odzyskanej wartości, co czyni je ekonomicznie kluczowym elementem recyklingu [7].

### **Szkło**

W zależności od architektury modułu i grubości szkła stanowi ono od 2/3 do 3/4 masy panelu słonecznego. Ma największy wpływ na wagę panelu słonecznego. Infrastruktura recyklingu szkła jest jedną z najlepiej ugruntowanych i udokumentowanych, co sprawia, że jest ono idealnym kandydatem do zbadania implikacji recyklingu o obiegu zamkniętym. Rozwój ten będzie miał znaczący wpływ na rolę fotowoltaiki w produkcji szkła. Roczna stopa wzrostu przemysłu PV w ostatnich dekadach stale wynosi ponad 20%. Wskaźnik ten znacznie przekracza prognozowany wzrost całego przemysłu szklarskiego, który według publicznie dostępnych prognoz rynkowych wynosi ok. 3,5%. W związku z tym udział rynkowy szkła produkowanego na potrzeby modułów PV w stosunku do całkowitej ilości wyprodukowanego szkła rośnie. Udział ten może wzrosnąć z 1,5% w 2015 r. do prawie 38% w 2034 r. i byłby zdecydowanie największym pojedynczym rynkiem szkła. W przypadku samego szkła płaskiego udział rynkowy wyniósłby nawet ponad 55%. Niezależnie od dokładnego scenariusza wzrostu rola przemysłu PV jako konsumenta szkła wzrośnie, a wraz z nią znaczenie społeczno-ekonomiczne [8].

W 2023 r. w przemyśle szklarskim w Stanach Zjednoczonych zatrudnionych było ponad 100 000 osób, a w Europie ponad 180 000. Wraz ze wzrostem roli szkła w przemyśle należy się spodziewać ściślejszego powiązania między fotowoltaiką a produkcją szkła płaskiego [8].

### **Metale**

Srebro ma ograniczone zasoby, co stanowi wyzwanie dla skalowania produkcji modułów PV. Recykling cyrkularny nie rozwiąże do końca tego problemu, ale jest konieczny, aby go złagodzić, odzyskując srebro ze starych paneli słonecznych [6–8].

Miedź może w przyszłości częściowo lub całkowicie zastąpić srebro. Jej złoża są znacznie większe – szacunkowo 2 mld ton w porównaniu z 0,55 mln ton w przypadku srebra. Cena miedzi w lutym 2023 r. była ok. 60-krotnie niższa niż cena srebra [2, 8].

Do innych materiałów o ograniczonych zasobach stosowanych w przemyśle PV należy ind, który jest szczególnie istotny w przypadku niskotemperaturowych pasywujących styków stosowanych w ogniwach słonecznych typu heterozłączonego i tandemach. Światowe rezerwy indu są nieokreślone, wydobywa się ich zaledwie ok. 900 ton rocznie. Ind jest najczęściej poddawany recyklingowi ze złomu tlenku indu i cyny, dla którego przemysł PV może się stać głównym dostawcą. Skończona natura złóż indu jest od dawna znana, a alternatywne materiały są przedmiotem aktywnych badań [2, 8].

W produkcji modułów PV zdecydowanie najczęściej aluminium używa się do ram. Szacuje się, że masa wykorzystanego aluminium wyniesie 16 mln ton w 2032 r. i będzie stanowić 17% udziału w rynku aluminium. Lżejsze ramy, większe moduły i moduły

bezramowe mogą zmniejszyć zużycie aluminium w przemyśle PV. Warto podkreślić, że recykling aluminium jest już dobrze ugruntowany, a globalna eksploatacja obejmuje ponad 75% aluminium wtórnego [2, 8].

### Tworzywa

Rynek PV jest już drugim głównym konsumentem tworzyw z octanu winylu etylenowego (*ethylene-vinyl acetate*, EVA), z popytem wynoszącym 1 mln ton rocznie, co stanowi 26% dzisiejszej produkcji. Obecnie do największych rynków w tym zakresie należy przemysł obuwniczy (EVA jest głównym materiałem podeszw tramppek), który jest ok. 2 razy większy od rynku PV. Prognoza do 2030 r. przewiduje, że popyt wzrośnie do 6 mln ton rocznie, udział zaś zwiększy się do 50% całkowitej produkcji. EVA nie jest materiałem o zasadniczo ograniczonych zasobach, takim jak srebro, ale istnieje zagrożenie wąskiego gardła dotyczącego zdolności produkcyjnych [9].

### Krzem

Recykling krzemu ma potencjał, aby stać się głównym motorem ekonomicznym recyklingu PV. Obecnie krzem jest materiałem o najniższej wartości, który jest pozyskiwany z modułów. Odzyskiwanie krzemu o wyższej jakości będzie wymagało innowacji w architekturze ogniw i modułów słonecznych. Dostępność alternatywnego rynku do wchłaniania obniżonej jakości krzemu zmniejsza ryzyko powstawania odpadów. Największą korzyścią z recyklingu krzemu jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię, a w konsekwencji skrócenie czasu zwrotu energii modułów wykonanych z odzyskanego krzemu. Produkcja krzemu wymaga 160–375 kWh/kg energii elektrycznej, a w przypadku odzyskanego krzemu jest to 60 kWh/kg [2].

W Belgii przeprowadzono udany recykling zużytych modułów, uzyskując w ten sposób krzem, który został wykorzystany do produkcji akumulatorów. Mogą one być z powodzeniem użyte w samochodach elektrycznych [10].

### Podstawy recyklingu paneli PV

Działanie w myśl idei gospodarki obiegu zamkniętego nie może się ograniczać do recyklingu paneli PV, nawet jeśli bierzemy pod uwagę tylko energetykę słoneczną. Możliwości odzyskiwania i ponownego używania surowców powinny dotyczyć również innych komponentów instalacji: falowników, magazynów energii, okablowania, konstrukcji wsporczych, a nawet opakowań, w których sprzedaje się i przewozi te urządzenia [11].

Recykling paneli PV przebiega w kilku etapach:

- **demontaż paneli PV** – w pierwszym etapie oddzielane są wszystkie łatwo demontowalne elementy, w tym kable i skrzynki przyłączeniowe;
- **usuwanie elementów z aluminium i szkła** – szkło ochronne i aluminiowe ramy paneli PV są stosunkowo łatwe do odzyskania, przetopienia i ponownego zastosowania: skuteczność recyklingu sięga nawet 90%;
- **odzyskiwanie wafli krzemowych** – w przypadku elementów odpowiedzialnych bezpośrednio za produkcję prądu ze słońca celem recyklingu jest odzyskanie czystego

krzemu; obecnie trwają badania zmierzające do stworzenia technologii przemysłowego recyklingu wafli krzemowych;

- **utylicacja termiczna odpadów** – pozostałe odpady, które nie nadają się do powtórnego wykorzystania, podlegają utylizacji termicznej: są spalane w wysokich temperaturach, co gwarantuje pełną utylizację (w temperaturze 500°C odparowują tworzywa sztuczne, a pozostają metale i szkło) [12].

W procesie recyklingu, po usunięciu ramy, kabli i skrzynki przyłączeniowej, panele PV, wykonane z aluminium, szkła, plastiku, miedzi, srebra i krzemu, są cięte i zgniatane. Szkło to produkt, który nawet w 90% można przetopić, a następnie użyć ponownie. Podobna sytuacja dotyczy części metalowych. Pozostałe elementy natomiast poddaje się obróbce cieplnej w temperaturze 500°C. Warto podkreślić, że aż 80% ogniw krzemowych można wykorzystać ponownie. Ogniwa w najlepszym stanie technicznym mogą być trawione przy użyciu kwasu, a następnie wzbogacane tak, że przywrócone zostają ich właściwości. Pozostałe ogniwa krzemowe są przetapiane do formy tzw. wafli, z których wytwarzane są nowe moduły PV [2, 13].

Różne firmy na całym świecie stosują obróbkę mechaniczną, taką jak młotkowanie, kruszenie i rozdrabnianie paneli PV. Powstała stłuczka szklana może być używana do produkcji włókna szklanego, a metale są sprzedawane hutom. Krzem można mieszać z polipropylenem i polietylenem w celu stworzenia formowanych płytek podłogowych [13].

### **Cienkowarstwowe PV**

Cienkowarstwowy wariant paneli PV od razu i w całości trafia do niszczarki, która rozkłada go na drobne frakcje (4–5 mm). Dzięki temu szklana obudowa łatwo pęka i może zostać usunięta. Odzysk szkła w tym przypadku wynosi ok. 90%. Pozostałe materiały oddziela się za pomocą ruchu obrotowego, a następnie są one oczyszczane i poddawane dalszej obróbce [14].

### **Charakterystyka szczegółowa recyklingu PV**

W najprostszym rozumieniu można wyodrębnić trzy metody recyklingu: mechaniczną (fizyczną), termiczną i chemiczną. Do najbardziej podstawowych należy separacja głównych elementów. Proces ten zazwyczaj obejmuje oddzielenie szkła, które może być oczyszczone i ponownie użyte, aluminiowych ram i pudełek złączowych oraz ogniw PV, które mogą być dalej przetwarzane w celu odzyskania srebra i miedzi [14].

### **Recykling fizyczny**

Procesy fizyczne obejmują obróbkę mechaniczną panelu PV, taką jak rozdrabnianie i mielenie [15]. Stosowane są również metody impulsów wysokiego napięcia [16], cięcia gorącym nożem [17] i napromieniowania laserowego [18].

W procesie rozdrabniania otaczająca rama aluminiowa, skrzynka przyłączeniowa i kable są usuwane i rozdrabniane. Następnie bada się toksyczność każdego składnika [19]. Po oddzieleniu elementu ramy od modułu PV inne materiały, takie jak żelazo, krzem i nikiel, są ekstrahowane metalurgicznie. Dias i in. [20] poddali recyklingowi krzemowe

ogniwa słoneczne (poli- i amorficzne) oraz fotowoltaiczne panele CdTe poprzez dwu- i trójfazowy proces kruszenia wirnikowego i młotkowego.

Pagnanelli i in. [21] zastosowali kilka procesów kruszenia młotkowego w celu uzyskania odpowiedniego rozmiaru rozkruszonych paneli słonecznych. Następnie próbka większa niż 1 mm została poddana pirolizie, przy czym rozmiar szkła odzyskanego bezpośrednio wynosił od 0,4 mm do 1 mm, a rozmiar metali po procesie obróbki chemicznej był mniejszy niż 0,4 mm.

Azeumo i in. [22], po mechanicznym mieleniu w celu rozdrobnienia krzemowych paneli PV, wykorzystali separator elektrostatyczny w celu oddzielenia frakcji metalowych paneli PV. Odzyskiwanie metali w 100% okazało się trudne.

Shi i in. [23] wdrożyli metodę impulsów wysokiego napięcia w celu odzyskania bardziej czystych metali z paneli PV.

Nevala i in. [24] porównali konwencjonalną metodę kruszenia i metodę impulsów wysokiego napięcia, aby ocenić ilość i jakość odzyskanych metali. W przypadku metody impulsów wysokiego napięcia panel PV został pocięty na sześć kawałków, a następnie włożony do reaktora wypełnionego wodą. Metodę impulsów wysokiego napięcia zastosowano w celu odzyskania cennych metali, takich jak srebro, cyna, miedź, krzem i aluminium. Większość odzyskanych metali miała rozmiar  $>4$  mm i  $<0,5$  mm. Odzyskano 100% miedzi i aluminium oraz 90% srebra.

Akimoto i in. [25] zastosowali metodę impulsów wysokiego napięcia w dwóch etapach w celu zmiażdżenia panelu PV. W pierwszym etapie przyłożono 20 impulsów o napięciu ok. 110 kV, co pozwoliło oddzielić szkło i tylną warstwę paneli słonecznych. W drugim etapie separacji warstwa szkła została rozdrobniona do frakcji wielkości 45–850  $\mu\text{m}$  przy użyciu 250 impulsów o częstotliwości 90 kV. Po separacji nastąpił 30-procentowy wzrost stężenia srebra. Ponadto stwierdzono, że koszt przetwarzania przy użyciu tej metody wynosi ok. 0,0019  $\$/\text{W}$ , co czyni ją ekonomicznym rozwiązaniem w recyklingu paneli PV.

Zhao i in. [26] przeprowadzili badanie parametryczne nad metodą impulsów wysokiego napięcia w celu wzbogacenia odpadów z paneli w srebro. Wykazano, że wzrost częstotliwości impulsów skutkował zwiększonym stopniem kruszenia. Niska liczba impulsów i natężenie pola zwiększyły z kolei szybkość wzbogacania srebra. Odpowiednia szczelina między elektrodami może dodatkowo zwiększyć odzysk srebra.

Latunussa i in. [27] opracowali szybką metodę gorącego noża w celu wydajnego oddzielenia szkła od ogniw słonecznych w ciągu 50 s, przy jednoczesnym zachowaniu integralności szkła.

Li i in. [18] opatentowali metodę oddzielania i odzyskiwania modułów PV, obejmującą usunięcie aluminiowej ramy, skrzynki przyłączeniowej i odklejenie warstwy EVA w celu wydobycia hartowanego szkła i ogniw słonecznych z krzemu.

## Recykling termiczny

Piroliza to skuteczny proces obróbki cieplnej, w którym panel PV poddaje się działaniu wysokiej temperatury, co prowadzi do oddzielenia szkła od warstwy EVA. Często jednak pojawia się problem z powstawaniem toksycznych oparów i gazów z powodu

spalania warstwy EVA i warstwy Tedlar panelu PV. Niektórzy badacze wprowadzili metodę rozwarstwiania przed obróbką pirolityczną, w której krzemowe wafle PV są fizycznie oddzielane od szkła [28].

Często występują trudności w odseparowywaniu szkła od wafli PV z powodu materiału klejącego znajdującego się między krzemowymi ogniwami słonecznymi a szkłem. Nawet gdy szkło jest usuwane mechanicznie, materiał klejący pozostaje przyklejony do krzemowych ogniw słonecznych, co utrudnia odzysk. Proces pirolizy skutecznie usuwa materiał klejący i wszystkie inne materiały z panelu PV [29].

Bohland i Anisimov [30] zaproponowali metodę pirolizy do recyklingu paneli PV w środowisku obojętnym, umożliwiając odzyskiwanie szkła, srebra i ołowiu bez ich obróbki w wodzie.

Frisson i in. [31] przedstawili metodę obróbki cieplnej w piecach taśmowych i reaktorach fluidalnych. W metodzie tej cały panel PV wprowadza się do pieca, a warstwa EVA rozkłada się pod wpływem azotu w temperaturze 450°C. Odzyskane wafle wymagają głębokiego czyszczenia.

Berger i in. [32] poddali recyklingowi panele słoneczne CdTe i CIS, stosując procesy ścierania i czyszczenia próżniowego.

Wang i in. [33] zastosowali obróbkę cieplną i chemiczną do odzyskiwania krzemowych ogniw słonecznych. W pierwszym etapie panel PV ogrzano do 330°C w celu oddzielenia Tedlaru. W drugim etapie warstwa EVA została spalona w temperaturze 400°C, aby odzyskać ogniwa słoneczne i szkło. Ponadto dzięki obróbce chemicznej odzyskano krzem i miedź.

Doni i Dughiero [28] zastosowali proces elektrotermiczny, w którym krzemowe panele słoneczne były podgrzewane poniżej temperatury rozkładu warstwy EVA. Ułatwiło to usuwanie szkła i krzemowych płytek słonecznych.

Orac i in. [34] zastosowali najpierw pirolizę, a następnie metodę ługowania, aby odzyskać z paneli PV cenne metale, takie jak srebro i miedź.

Shin i in. [35] wykorzystali obróbkę termiczną pirolizy polikrystalicznych krzemowych paneli słonecznych w celu oddzielenia warstw. Panele słoneczne umieszczono wewnątrz pieca i utrzymywano w temperaturze 480°C. Orientacja podczas procesu była taka, że szkło panelu PV było skierowane w dół, podczas gdy arkusz Tedlar w górę. Po tej obróbce cieplnej odzyskano nieuszkodzone ogniwa słoneczne i poddano je obróbce chemicznej.

Pagnanelli i in. [21] osiągnęli 91-procentowy odzysk szkła poprzez kruszenie krzemowego szkła paneli słonecznych na drobne granulki (<1 mm) i poddanie go godzinnej obróbce w piecu w temperaturze 650°C.

Wang i in. [36] wdrożyli dwuetapowy proces obróbki cieplnej w celu oddzielenia krzemowych paneli słonecznych. W pierwszym etapie usunięto warstwę Tedlaru poprzez podgrzanie do 150°C przez 5 min, a następnie panele poddano obróbce pirolitycznej w 500°C w celu usunięcia warstwy EVA. Zaobserwowano, że obróbka pirolityczna obejmuje dwa procesy, tj. deacetylację warstwy EVA w temperaturze 300–400°C i powstawanie olefin w temperaturach powyżej 400°C.

Farrell i in. [37] zmierzili, że wartość kaloryczna EVA zamkniętego w panelach PV z krystalicznego krzemu wynosi ok. 39,87 MJ/kg, tyle samo co w przypadku biodiesla.

Doi i in. [38] zastosowali metodę delaminacji organicznej, wykorzystując trichloroetylen do rozpuszczenia warstwy EVA w temperaturze 80°C. Dzięki zanurzeniu paneli słonecznych w trichloroetylenie i mechanicznemu pęcznieniu przez 10 dni odzyskano krzemowe ogniwa słoneczne bez żadnych uszkodzeń.

### Recykling chemiczny

Shin i in. [39] odzyskali płytkę krzemową poprzez rozpuszczenie połączeń srebra i aluminium w roztworze  $\text{HNO}_3$  i  $\text{KOH}$ . Odzyskane krzemowe ogniwa słoneczne miały wydajność porównywalną do nowych ogniw.

Azeumo i in. [22] zaobserwowali, że zanurzenie warstwy EVA w toluenie utrzymywanym w temperaturze 60°C przez 60 min doprowadziło do odzyskania 95% krzemowych ogniw słonecznych.

Lovato i in. [40] stosowali  $\text{CO}_2$  w celu zwiększenia szybkości rozpuszczania warstwy EVA w roztworze toluenu. Stwierdzili, że szybkość rozwarstwiania przy użyciu  $\text{ScCO}_2$  została zmniejszona 3,5-krotnie w porównaniu z szybkością przy ciśnieniu atmosferycznym. Szkło, metalowa taśma lutownicza i arkusze tylne zostały odzyskane w 100%.

Tembo i in. [41] odzyskali krzemowe ogniwa słoneczne poprzez zanurzenie paneli PV w heksanie w celu oddzielenia warstwy EVA. W optymalnych warunkach eksperymentalnych 92% płytek słonecznych odzyskano po 24 godzinach.

Do odzyskiwania płytek krzemowych wykorzystuje się dwa różne rodzaje roztworów trawiących, a mianowicie roztwory trawiące zawierające kwas fluorowodorowy i te bez kwasu fluorowodorowego. Klugmann-Radziemska i Ostrowski [42] zastosowali 30-procentowy wodny roztwór  $\text{KOH}$  w celu usunięcia powłoki aluminiowej oraz mieszaninę  $\text{HNO}_3$ ,  $\text{HF}$ ,  $\text{CH}_3\text{COOH}$  i  $\text{Br}_2$  w celu usunięcia powłoki srebrnej, powłoki antyrefleksyjnej i złączy n-p.

Kang i in. [43] zanurzyli płytki krzemowe w roztworze trawiącym składającym się z  $\text{HF}$ ,  $\text{HNO}_3$ ,  $\text{H}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{CH}_3\text{COOH}$  i wody destylowanej przez okres 20 min. Proces ten doprowadził do odzyskania 86% krzemu klasy 99,999%.

Ze względu na toksyczny charakter roztworu fluorowodorowego w różnych badaniach stosowano  $\text{H}_3\text{PO}_4$  w procesie trawienia chemicznego. Shin i in. [35] odzyskali krzem z paneli słonecznych i wyprodukowali bezołowiowe krzemowe panele słoneczne w trzech etapach. W pierwszym z nich użyto  $\text{HNO}_3$  i  $\text{KOH}$  do rozтворzenia odpowiednio srebra i aluminium. W drugim etapie za pomocą  $\text{H}_3\text{PO}_4$  usunięto powłokę antyrefleksyjną. W ostatnim etapie płytki krzemowe zanurzono w roztworze  $\text{KOH}$  w celu ekstrakcji krzemu.

Wang i in. [33] zastosowali do trawienia kwas azotowy, pozyskując z paneli PV miedź.

Dias i in. [29] zanurzyli panele PV w roztworze kwasu azotowego i chlorku sodu, co pozwoliło na ekstrakcję 94% czystego srebra.

Savvilitidou i Gidarakos [44] ocenili ilość srebra wyekstrahowanego z monokrystalicznych, polikrystalicznych i miedziowo-indowo-selenkowych paneli PV za pomocą trzech różnych metod recyklingu, tj. pirolizy i separacji grawimetrycznej, mielenia

mechanicznego i pirolizy oraz pirolizy i obróbki chemicznej. Metody pirolizy i separacji grawimetrycznej są najskuteczniejsze, dzięki czemu odzyskano 91,42% i 94,25% srebra oraz indu z paneli krystalicznych oraz 96,10% srebra z fotowoltaicznych paneli CIS (*copper indium selenide*).

Yang i in. [45] wykorzystali kwas metanosulfonowy (MSA) z czynnikiem utleniającym (nadtlenuk wodoru) do ekstrakcji srebra z paneli PV. Użycie MSA doprowadziło do ekstrakcji 99,99% czystego srebra.

Chung i in. [46] wykorzystali roztwór jodku potasu do odzyskania srebra z panelu PV podczas ługowania. W ciągu 5 min od ługowania z panelu PV wyekstrahowano ponad 95% srebra.

## Literatura

1. REN21. *Renewables 2024. Global status report. Energy supply*. [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2024\\_Supply.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2024_Supply.pdf) (dostęp: 15.04.2025).
2. Preet S., Smith S.T. *A comprehensive review on the recycling technology of silicon based photovoltaic solar panels: challenges and future outlook*. *Journal of Cleaner Production* 2024; 448: 141661.
3. Instytut Energetyki Odnawialnej. *Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024*. Warszawa 2024. <https://ieo.pl/dokumenty/aktualnosci/12062024/Prezentacja%20wybranych%20wynik%C3%B3w%20raportu%20Rynek%20Fotowoltaiki%20w%20Polsce%202024.pdf> (dostęp: 15.04.2025).
4. Corab. *Utylizacja i recykling paneli fotowoltaicznych – jak?* <https://corab.pl/aktualnosci/utyliczacja-i-recykling-paneli-fotowoltaicznych-jak> (dostęp: 11.04.2025).
5. Globenergia. *Recykling 100% surowców z paneli PV niedługo ruszy w Polsce*. <https://globenergia.pl/recykling-100-surowcow-z-paneli-pv-niedlugo-ruszy-w-polsce/> (dostęp: 14.04.2025).
6. PST. *Recykling paneli fotowoltaicznych. Zużyte panele fotowoltaiczne to... skarb*. <https://pst.pl/zuzyte-panele-to-skarb/> (dostęp: 15.04.2025).
7. Iwaszczuk N., Baran J. *Globalny popyt na srebro a rozwój fotowoltaiki w dobie zmian klimatycznych*. Kraków 2022. <https://min-pan.krakow.pl/wydawnictwo/wp-content/uploads/sites/4/2023/02/Globalny-popyt-na-srebro...-2022.pdf> (dostęp: 15.04.2025).
8. EVOLVE Technologies. *Disposal of photovoltaic panels – cost and recycling*. <https://evolve.pl/utyliczacja-paneli-fotowoltaicznych/?srsltid=AfmBOoo8T60Bd2MbxHm-tlmaCLPwkrEkfstOJknDaFFdH81lWkBXDHNH1> (dostęp: 15.04.2025).
9. 50 style. *Pianka EVA – co to jest?* <https://50style.pl/poradniki/pianka-eva-co-to-jest> (dostęp: 16.04.2025).
10. JAMAT. *Energia z Natury. Recykling fotowoltaiki jest możliwy. Jeden pierwiastek jest na wagę złota*. <https://jamat.pl/recykling-fotowoltaiki-jest-mozliwy-jeden-pierwiastek-jest-na-wage-zlota/> (dostęp: 16.04.2025).
11. Min J.-H., Lee S., Yeo J.-G., Heo S., Shin W., Ko S., Hwang H., Ju Y., Kang G.-H., Im W.B., Song T., Lee J.-S. *Optimization of photovoltaic waste recycling process for highly stable*

- nano-silicon anodes in lithium-ion batteries*. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2025; 283: 113477.
12. KOPEL. *Jak przebiega recykling paneli fotowoltaicznych?* <https://www.kopel.pl/aktualnosci/jak-przebiega-recykling-paneli-fotowoltaicznych> (dostęp: 16.04.2025).
  13. Fiandra V., Sannino L., Andreozzi C. *Photovoltaic waste as source of valuable materials: a new recovery mechanical approach*. *Journal of Cleaner Production* 2022; 385: 135702.
  14. Biernaciak E. *Recykling paneli fotowoltaicznych, czyli ekologiczna utylizacja fotowoltaiki*. <https://enerad.pl/recykling-paneli-fotowoltaicznych/> (dostęp: 11.04.2025).
  15. Granata G., Pagnanelli F., Moscardini E., Havlik T., Toro L. *Recycling of photovoltaic panels by physical operations*. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2014; 123: 239–248.
  16. Song B.-P., Zhang M.-Y., Fan Y., Jiang L., Kang J., Gou T.-T., Zhang C.-L., Yang N., Zhang G.-J., Zhou X. *Recycling experimental investigation on end of life photovoltaic panels by application of high voltage fragmentation*. *Waste Management* 2020; 101: 180–187.
  17. Ramon L., Ercole P., Favaro N., Hreglich S., Ceola S., Vallotto M., Agnoletti O., Monica O.D. *Full recovery end of life photovoltaic*. *IEA-PVPS Task 12 Open Workshop*. Vol. 23. Amsterdam 2014.
  18. Li X., Liu H., You J., Diao H., Zhao L., Wang W. *Back EVA recycling from c-Si photovoltaic module without damaging solar cell via laser irradiation followed by mechanical peeling*. *Waste Management* 2022; 137: 312–318.
  19. Savvilotidou V., Antoniou A., Gidarakos E. *Toxicity assessment and feasible recycling process for amorphous silicon and CIS waste photovoltaic panels*. *Waste Management* 2017; 59: 394–402.
  20. Dias P., Schmidt L., Gomes L.B., Bettanin A., Veit H.M., Bernardes A.M. *Recycling waste crystalline silicon photovoltaic modules by electrostatic separation*. *Journal of Sustainable Metallurgy* 2018; 4(2): 176–186.
  21. Pagnanelli F., Moscardini E., Granata G., Atia T.A., Altimari P., Havlik T., Toro L. *Physical and chemical treatment of end of life panels: an integrated automatic approach viable for different photovoltaic technologies*. *Waste Management* 2017; 59: 422–431.
  22. Azeumo M.F., Germana C., Ippolito N.M., Franco M., Luigi P., Settimio S. *Photovoltaic module recycling, a physical and a chemical recovery process*. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2019; 193: 314–319.
  23. Shi F., Zuo W., Manlapig E. *Characterisation of pre-weakening effect on ores by high voltage electrical pulses based on single-particle tests*. *Minerals Engineering* 2013; 50–51: 69–76.
  24. Nevala S.M., Hamuyuni J., Junnila T., Sirviö T., Eisert S., Wilson B.P., Serna-Guerrero R., Lundström M. *Electro-hydraulic fragmentation vs conventional crushing of photovoltaic panels – impact on recycling*. *Waste Management* 2019; 87: 43–50.
  25. Akimoto Y., Iizuka A., Shibata E. *High-voltage pulse crushing and physical separation of polycrystalline silicon photovoltaic panels*. *Minerals Engineering* 2018; 125: 1–9.

26. Zhao P., Guo J., Yan G., Zhu G., Zhu X., Zhang Z., Zhang B. *A novel and efficient method for resources recycling in waste photovoltaic panels: high voltage pulse crushing*. Journal of Cleaner Production 2020; 257(1): 120442.
27. Latunussa C.E., Ardenete F., Blengini G.A., Mancini L. *Life cycle assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels*. Solar Energy Materials and Solar Cells 2016; 156: 101–111.
28. Doni A., Dughiero F. *Electrothermal heating process applied to c-Si PV recycling*. 38<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 3–8 June 2012, Austin, Texas, 757–762.
29. Dias P., Javimczik S., Benevit M., Veit H., Bernardes A.M. *Recycling WEEE: extraction and concentration of silver from waste crystalline silicon photovoltaic modules*. Waste Management 2016; 57: 220–225.
30. Bohland J.R., Anisimov I.I. *Possibility of recycling silicon PV modules*. 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 30 September–3 October 1997, Anaheim, CA, 1173–1175.
31. Frisson L., Lieten K., Bruton T., Declercq K., Szlufcik J., de Moor H., Goris M., Benali A., Aceves O. *Recent improvements in industrial PV module recycling*. 16<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1–5 May 2000, Glasgow, UK.
32. Berger W., Simon F.G., Weimann K., Alsema E.A. *A novel approach for the recycling of thin film photovoltaic modules*. Resources Conservation and Recycling 2010; 54(10): 711–718.
33. Wang T.-Y., Hsiao J.-C., Du C.-H. *Recycling of materials from silicon base solar cell module*. 38<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 3–8 June 2012, Austin, Texas, 2355–2358.
34. Orac D., Havlik T., Maul A., Berwanger M. *Acidic leaching of copper and tin from used consumer equipment*. Journal of Mining and Metallurgy, Section B: Metallurgy 2015; 51(2): 153–161.
35. Shin J., Park J., Park N. *A method to recycle silicon wafer from end-of-life photovoltaic module and solar panels by using recycled silicon wafers*. Solar Energy Materials and Solar Cells 2017; 162: 1–6.
36. Wang R., Song E., Zhang C., Zhuang X., Ma E., Bai J., Yuan W., Wang J. *Pyrolysis-based separation mechanism for waste crystalline silicon photovoltaic modules by a two-stage heating treatment*. RSC Advances 2019; 9(32): 18115–18123.
37. Farrell C., Osman A.I., Zhang X., Murphy A., Doherty R., Morgan K., Rooney D.W., Harrison J., Coulter R., Shen D. *Assessment of the energy recovery potential of waste photovoltaic (PV) modules*. Scientific Reports 2019; 9(1): 5267.
38. Doi T., Tsuda I., Unagida H., Murata A., Sakuta K., Kurokawa K. *Experimental study on PV module recycling with organic solvent method*. Solar Energy Materials and Solar Cells 2001; 67(1): 397–403.
39. Shin W., Yasuda T., Watanabe G., Yang Y.S., Adachi C. *Self-organizing mesomorphic diketopyrrolopyrrole derivatives for efficient solution-processed organic solar cells*. Chemistry of Materials 2013; 25(12): 2549–2556.
40. Lovato E.S., Donato L.M., Lopes P.P., Tanabe E.H., Bertuol D.A. *Application of supercritical CO<sub>2</sub> for delaminating photovoltaic panels to recover valuable materials*. Journal of CO<sub>2</sub> Utilization 2021; 46(15): 101477.

41. Tembo P.M., Heninger M., Subramanian V. *An investigation of the recovery of silicon photovoltaic cells by application of an organic solvent method*. ECS Journal of Solid State Science and Technology 2021; 10(2): 025001.
42. Klugmann-Radziemska E., Ostrowski P. *Chemical treatment of crystalline silicon solar cells as a method of recovering pure silicon from photovoltaic modules*. Renewable Energy 2010; 35(8): 1751–1759.
43. Kang S., Yoo S., Lee J., Boo B., Ryu H. *Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules*. Renewable Energy 2012; 47: 152–159.
44. Savvilotidou V., Gidarakos E. *Pre-concentration and recovery of silver and indium from crystalline silicon and copper indium selenide photovoltaic panels*. Journal of Cleaner Production 2020; 250: 119440.
45. Yang E.-H., Lee J.-K., Lee J.-S., Ahn Y.-S., Kang G.-H., Cho C.-H. *Environmentally friendly recovery of Ag from end-of-life c-Si solar cell using organic acid and its electrochemical purification*. Hydrometallurgy 2017; 167: 129–133.
46. Chung J., Seo B., Lee J., Kim J.Y. *Comparative analysis of  $I_2$ -KI and  $HNO_3$  leaching in a life cycle perspective: toward sustainable recycling of end-of-life c-Si PV panel*. Journal of Hazard Materials 2021; 404: 123989.

## 14. Porównanie wpływu struktury porowatej oraz obecności grup powierzchniowych na adsorpcję siarkowodoru na węglach aktywnych na podstawie wyników symulacji Monte Carlo

Sylwester Furmaniak<sup>1</sup>, Piotr A. Gauden<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Akademia Nauk Stosowanych im. Stanisława Staszica w Pile, Katedra Kosmetologii

<sup>2</sup> Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Wydział Chemii,  
Zespół Modelowania i Charakterystyki Nanomateriałów

E-mail: sfurmaniak@ans.pila.pl, gaudi@umk.pl

### Wprowadzenie

Siarkowódor ( $H_2S$ ) jest toksycznym gazem o charakterystycznym zapachu, powstającym m.in. jako jeden z produktów procesów beztlenowego rozkładu materii organicznej i/lub przemian siarczanów [1–3]. W związku z tym  $H_2S$  jest jednym z dodatkowych składników biogazu [4–6]. Rozwój technologii wytwarzania biogazu, wzrost produkcji i zwiększenie jego wykorzystania oraz potencjalna rola w procesie transformacji energetycznej [7–9] sprawiają, że metody oczyszczania tego nośnika energii, w tym odsiarczania, wzbudzają duże zainteresowanie, także od strony fundamentalnej [10–12]. Wśród różnych zjawisk biofizycznych wykorzystywanych w procesach pochłaniania i/lub usuwania  $H_2S$ , w tym z biogazu, znajduje się również adsorpcja [13–16]. W tym zakresie zastosowanie mogą znaleźć rozmaite adsorbenty [13, 17, 18], w tym materiały węglowe, zwłaszcza węgle aktywne, które wciąż cieszą się dużym zainteresowaniem [19–21]. Warto zaznaczyć, że obecnie ważnym narzędziem badawczym, stosowanym obok doświadczalnych pomiarów adsorpcyjnych, są metody *in silico*, takie jak symulacje molekularne oparte na metodzie Monte Carlo. Te ostatnie są z powodzeniem wykorzystywane również do pogłębienia wiedzy związanej z adsorpcją  $H_2S$  przez adsorbenty węglowe [22–24].

Właściwości adsorpcyjne węgla aktywnych zależą przede wszystkim od dwóch głównych czynników: porowatości (geometrii, rozmiarów i sposobu połączenia porów) oraz chemizmu ich powierzchni (obecności grup powierzchniowych i/lub innych heteroatomów) [25–28]. W badaniach doświadczalnych niezależne określenie wpływu każdego z tych czynników może być bardzo trudne (patrz: dyskusja dotycząca tych aspektów oraz odnośniki w pracach [29, 30]). Z jednej strony węgle aktywne zwykle zawierają pewną liczbę atomów innych niż węgiel, które są wbudowywane w ich strukturę już na etapie syntezy. Grupy tlenowe mogą powstawać również na ich powierzchni w wyniku reakcji z tlenem atmosferycznym. Z kolei metody modyfikacji chemicznej natury powierzchni węglowej (zwykle wykorzystujące reaktywne reagenty, np. utleniacze, i/lub podwyższoną temperaturę) mogą, obok formowania grup funkcyjnych, prowadzić też do modyfikacji szkieletu węglowego i zmiany struktury porowatej. Problemy takie nie występują

w odpowiednio zaprojektowanych badaniach symulacyjnych, które pozwalają wyznaczyć niezależnie od siebie efekty systematycznych zmian każdego z parametrów [29, 30].

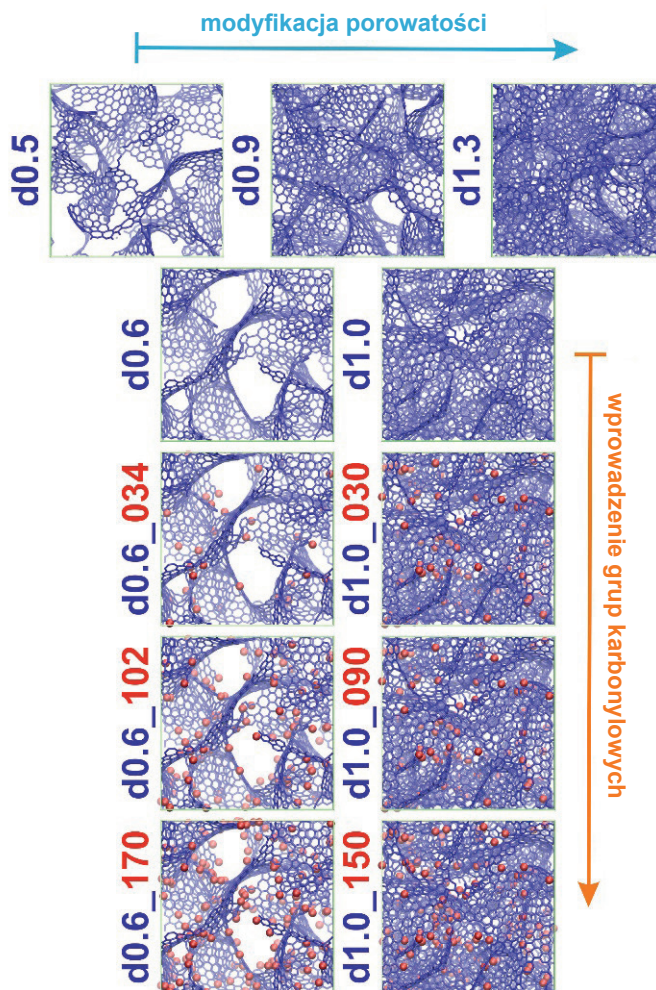
Niniejsze opracowanie dotyczy wykorzystania symulacji Monte Carlo do modelowania adsorpcji  $H_2S$  w porach realistycznych modeli węgla aktywnych. Głównym celem badań jest niezależne określenie wpływu ich struktury porowatej na ten proces oraz obecności powierzchniowych grup tlenowych. Wykorzystanie kilku serii struktur węglowych pozwala na podejście systematyczne. Wyniki są analizowane w sposób ilościowy na podstawie uzyskanych izoterm adsorpcji oraz wartości parametrów energetycznych procesu. Dodatkowo wykorzystanie modelu teoretycznego izotermy adsorpcji do opisu tych pierwszych, dzięki odzwierciedleniu różnic między nimi przez kilka parametrów najlepszego dopasowania, pozwala na wyznaczenie prostych korelacji z parametrami charakteryzującymi porowatość i chemizm powierzchni.

### Metodyka badań *in silico*

W badaniach wykorzystano 24 wirtualne węgle porowate (WWP) wygenerowane i szczegółowo opisane w pracach [31, 32]. Pierwsza seria węgli modelowych obejmuje dziewięć niezawierających heteroatomów struktur o różnej porowatości oznaczonych następująco: d0.5, d0.6, d0.7, d0.8, d0.9, d1.0, d1.1, d1.2 oraz d1.3 [31]. Węgle d0.6, d0.8 i d1.0 stanowią podstawę trzech następnych serii, w których w każdym przypadku, oprócz wyjściowego węgla nieutlenionego, znajduje się pięć kolejnych WWP o rosnącej liczbie grup karbonylowych (atomów tlenu związanych z wyjściowym szkieletem węglowym) [32]. Struktury w ramach tych serii oznaczono następująco: (i) d0.6, d0.6\_034, d0.6\_068, d0.6\_102, d0.6\_136 i d0.6\_170; (ii) d0.8, d0.8\_032, d0.8\_064, d0.8\_096, d0.8\_128 i d0.8\_170 oraz (iii) d1.0, d1.0\_030, d1.0\_060, d1.0\_090, d1.0\_120 i d1.0\_150 [32]. Wybrane WWP zaprezentowano na rysunku 14.1, który obrazuje również systematyczne zmiany w ramach serii [33]. Ponadto w tabeli 14.1 przedstawiono podstawową charakterystykę wszystkich węgli modelowych. Porowatość układów scharakteryzowano, wykorzystując metodę geometryczną zaproponowaną przez Bhattacharyę i Gubbinsa (BG) [34], prowadzącą do histogramów efektywnych średnic porów ( $D_{eff}$ ) oraz wartości średniej. Objętość porów dostępnych ( $V_{acc}$ ) wyznaczano, wykorzystując kombinację całkowania Monte Carlo i metody BG [31], przyjmując ich minimalną średnicę odpowiadającą rozmiarowi cząsteczki azotu (0,3615 nm [35]) – gazu standardowo stosowanego w doświadczalnej charakteryzacji porowatości.

Adsorpcję  $H_2S$  modelowano dla temperatury 298 K, wykorzystując technikę *hyper parallel tempering Monte Carlo* [36]. W wyniku symulacji dla każdego WWP uzyskano izotermę adsorpcji obejmującą 79 punktów dla różnych wartości ciśnienia względnego ( $p/p_s$ ,  $p_s$  – prężność nasyconej pary  $H_2S$  w badanej temperaturze) z zakresu  $10^{-8}$ –1,0 oraz odpowiadające im wartości izosterycznej entalpii adsorpcji ( $q^{st}$ ). Wartości adsorpcji ( $a$ ) wyrażono w przeliczeniu na jednostkę objętości porów dostępnych. Zastosowano procedurę symulacyjną w pełni analogiczną do opisanej wcześniej w pracach [30, 32], z wyjątkiem sposobu modelowania cząsteczek  $H_2S$ , dla których zastosowano model czterocentrowy (uwzględniający poza trzema centrami odpowiadającymi atomom H i S dodatkowy

ładunek punktowy) [37]. Parametry oddziaływań dla atomów w strukturze adsorbentu, jak wcześniej w [30, 32], zaczerpnięto z pracy [38].



**Rysunek 14.1.** Wybrane komórki symulacyjne. Ramki odzwierciedlają rozmiar komórek symulacyjnych, a strzałki wskazują kierunek systematycznych zmian w ramach poszczególnych serii (obrazy na tym rysunku oraz na rysunkach 14.6 i 14.7 wygenerowano z wykorzystaniem programu VMD)

*Źródło:* opracowanie własne na podstawie [33]

**Tabela 14.1.** Podstawowa charakterystyka wykorzystanych węgla modelowych (wszystkie struktury węglowe znajdują się w sześciennych komórkach symulacyjnych o krawędzi długości 4,5 nm z periodycznymi warunkami brzegowymi w trzech kierunkach)

Węgiel	$N_C$	$N_O$	$D_{eff,acc,av}$ [nm]	$V_{acc}$		{O} [%]
				[nm <sup>3</sup> /komórka]	[dm <sup>3</sup> /kg]	
d0.5	2262	–	1,226	69,80	1,547	–
d0.6	2737	–	1,127	65,20	1,194	–
d0.6_034	2737	34	1,121	64,85	1,169	1,63
d0.6_068	2737	68	1,113	64,59	1,145	3,20
d0.6_102	2737	102	1,105	64,30	1,122	4,73
d0.6_136	2737	136	1,091	64,00	1,100	6,21
d0.6_170	2737	170	1,085	63,70	1,078	7,64
d0.7	3192	–	1,057	60,62	0,952	–
d0.8	3658	–	1,006	55,99	0,767	–
d0.8_032	3658	32	1,000	55,62	0,754	1,15
d0.8_064	3658	64	0,994	55,32	0,741	2,28
d0.8_096	3658	96	0,986	55,06	0,729	3,38
d0.8_128	3658	128	0,979	54,79	0,718	4,45
d0.8_160	3658	160	0,976	54,46	0,705	5,51
d0.9	4119	–	0,912	51,59	0,628	–
d1.0	4573	–	0,795	46,62	0,511	–
d1.0_030	4573	30	0,786	46,19	0,502	0,87
d1.0_060	4573	60	0,784	45,91	0,495	1,72
d1.0_090	4573	90	0,780	45,57	0,487	2,55
d1.0_120	4573	120	0,775	45,31	0,480	3,38
d1.0_150	4573	150	0,773	44,98	0,472	4,19
d1.1	5035	–	0,796	41,79	0,416	–
d1.2	5492	–	0,681	35,92	0,328	–
d1.3	5949	–	0,678	31,75	0,268	–

$N_C, N_O$  – liczby atomów węgla i tlenu w komórkach symulacyjnych;  $D_{eff,acc,av}, V_{acc}$  – średnia efektywna średnica i objętość porów dostępnych (tj. o rozmiarze co najmniej 0,3615 nm), {O} – zawartość tlenu wyrażona w procentach masowych

Źródło: opracowanie własne

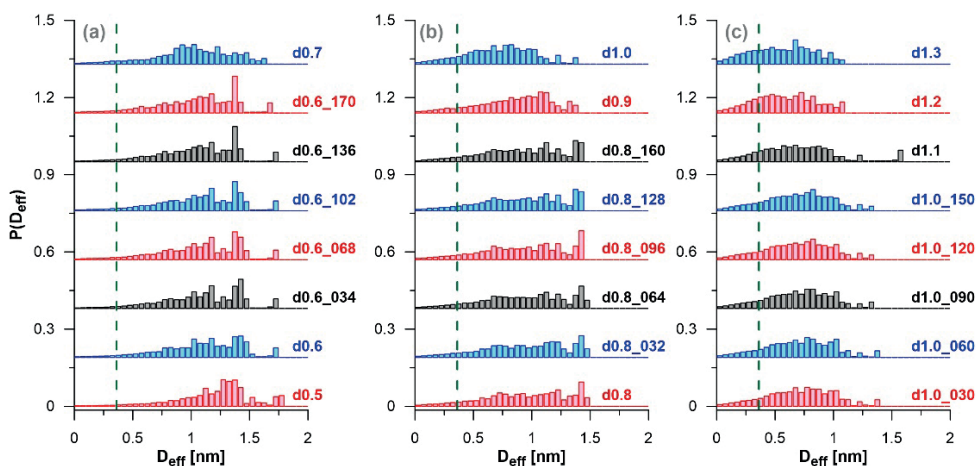
Do analizy ilościowej izoterm adsorpcji wykorzystano model Buttersacka, wyrażający się równaniem [39]:

$$a = \frac{a_0CKh \left[ 1 - (1+m)(Kh)^m + m(Kh)^{m+1} \right]}{(1-Kh) \left[ 1 + (C-1)Kh - C(Kh)^{m+1} \right]} \quad (1)$$

w którym  $h = p/p_s$  (ciśnienie względne),  $a_0$  oznacza stężenie powierzchniowe centrów adsorpcyjnych,  $C$  jest parametrem związanym ze stałą równowagi procesu przyłączania pierwszej cząsteczki adsorbentu do centrum adsorpcyjnego ( $K_1$ ),  $C = K_1/K$ ,  $K$  jest stałą równowagi przyłączania drugiej i następnych cząsteczek do kompleksu narastającego na centrum, a  $m$  oznacza jego maksymalny rozmiar (maksymalną liczbę cząsteczek adsorbentu wchodzących w skład kompleksu na pojedynczym centrum). Izotermi uzyskane na drodze symulacyjnej opisywano równaniem (1), wykorzystując algorytmy genetyczne [40]. Jakość dopasowania odzwierciedlały wartości współczynnika determinacji ( $DC$ ) [30].

## Wyniki i dyskusja

Na rysunku 14.2 porównano histogramy rozmiarów porów wszystkich badanych węgli [35].



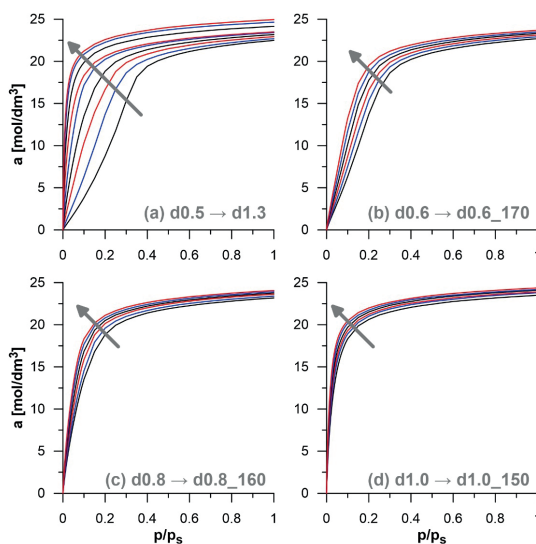
**Rysunek 14.2.** Porównanie histogramów efektywnych średnic porów ( $D_{eff}$ ) dla wszystkich badanych wirtualnych węgli porowatych. W ramach paneli (a–c) każdy kolejny histogram jest przesunięty o 0,19 w stosunku do poprzedniego. Przerywane linie pionowe reprezentują przyjęty minimalny rozmiar porów dostępnych (średnicę kolizji cząsteczki azotu: 0,3615 nm)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [35]

Jak można zauważyć, porowatość węgli nieutlenionych wchodzących w skład pierwszej serii (d0.5–d1.3) zmienia się w systematyczny sposób. W ramach tej serii stopniowo

zanikają szersze mikropory ( $D_{eff} > 1$  nm), co przekłada się również na zmniejszenie średniej średnicy porów dostępnych (tabela 14.1). Jedynie układ d1.1 wykazuje pewne odstępstwa od tego trendu – w jego strukturze występuje również niewielka liczba porów szerszych niż dla sąsiadujących WWP ( $D_{eff} > 1,5$  nm), co szczegółowo opisano w pracach [30, 31]. W przypadku pozostałych trzech serii obejmujących węgle o wzrastającej zawartości grup tlenowych (d0.6–d0.6\_170, d0.8–d0.8\_160 i d1.0–d1.0\_150) histogramy dla wszystkich układów w ramach tej samej serii są zbliżone (nieznaczące różnice dotyczą tylko najszerszych występujących porów). Bardzo podobne są również wartości średnie ich średnic (tabela 14.1). Tym samym serie te wydają się odpowiednio do osiągnięcia przyjętego celu, tj. niezależnego określenia, jak na adsorpcję siarkowodoru wpływają zmiany struktury porowatej (seria 1: węgle niezawierające grup tlenowych) oraz modyfikacja chemizmu powierzchni (serie 2–4: węgle z różną liczbą grup karbonylowych, lecz z takim samym szkieletem węglowym i nieznacznymi różnicami w porowatości).

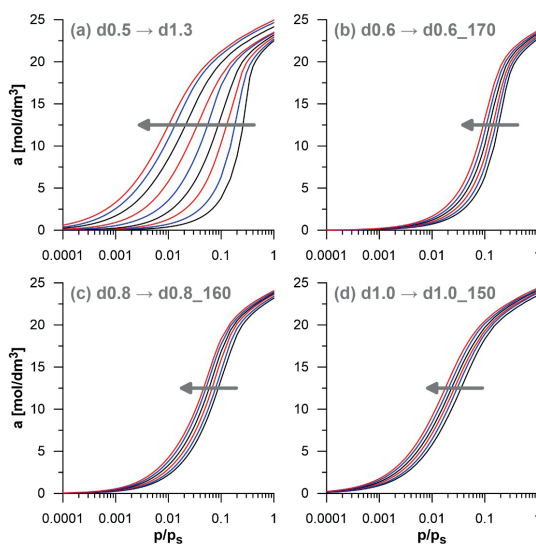
Na rysunkach 14.3–14.5 zaprezentowano izotermy adsorpcji  $H_2S$  uzyskane w wyniku symulacji dla wszystkich badanych układów. Aby uwidocznić różnice między nimi w różnych zakresach wartości ciśnienia względnego, na każdym z rysunków przedstawiono te same dane z wykorzystaniem różnych kombinacji skali liniowej i logarytmicznej na osiach. Cztery panele odpowiadają czterem rozważanym seriom WWP, w ramach których występuje systematyczny spadek rozmiaru porów (a) lub wzrost zawartości grup karbonylowych (b–d). Można zauważyć, że oba czynniki wpływają na adsorpcję  $H_2S$  w całym rozważanym zakresie wartości ciśnienia (należy zaznaczyć, że w badanych warunkach ( $T = 298$  K)  $p_s \approx 2,01$  MPa, tj. zakres wysokich wartości ciśnienia względnego odpowiada ciśnieniu  $H_2S$  znacznie wyższemu niż to, w jakim typowo występuje w biogazie). Zarówno zmniejszenie rozmiaru porów, jak i utlenienie powierzchni węgla powodują wzrost adsorpcji  $H_2S$  w obszarze niskociśnieniowym (rysunek 14.5), przesunięcie w stronę niższych wartości zakresu ciśnienia, przy którym następuje zapełnianie porów (rysunek 14.4), a także nieznaczące zwiększenie gęstości cząsteczek tego związku wypełniających pory przy  $p/p_s = 1$  (rysunki 14.3 i 14.4). W ujęciu ilościowym stopień tych zmian nie jest taki sam. Efekt zmian porowatości jest zdecydowanie silniejszy niż chemizmu powierzchni. Analizując te różnice, należy jednak pamiętać, że skala zmian parametrów węgla jest nieporównywalna w przypadku różnych serii. W pierwszej serii średnia średnica porów (tabela 14.1) zmniejsza się prawie 2-krotnie, podczas gdy utlenianie wiąże się z wprowadzaniem do struktury co najwyżej kilku procent masowych tlenu. Wynika to z faktu, że karbonylowe atomy tlenu mogą być przyłączane tylko do brzegowych atomów węgla, których liczba jest ograniczona. Różnice we wpływie badanych czynników na mechanizm adsorpcji  $H_2S$ , zwłaszcza na obniżenie ciśnienia, przy którym zapełnianie jest dostępna objętość porów, można zauważyć również na rysunkach 14.6 i 14.7, przedstawiających konfiguracje równowagowe w porach wybranych węgli dla różnych wartości  $p/p_s$ .



**Rysunek 14.3.** Porównanie izoterm adsorpcji  $H_2S$  ( $T = 298$  K) w porach wszystkich badanych węgli modelowych. Dane pogrupowano w cztery serie (a–d).

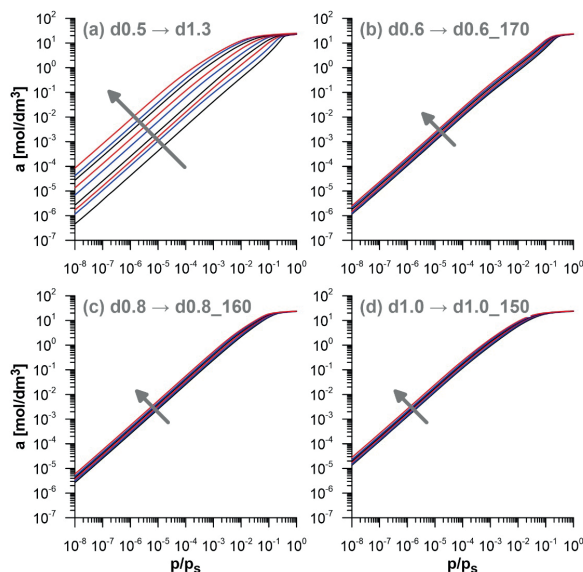
Pierwsza z nich przedstawia wpływ systematycznych zmian struktury porowatej (przejście od układu d0.5 do d1.3), a trzy pozostałe pokazują wpływ liczby grup karbonylowych związanych ze szkieletem węglowym struktur d0.6 (b), d0.8 (c) oraz d1.0 (d). Strzałki wskazują kierunek zmian związanych odpowiednio ze zmniejszaniem rozmiarów porów (a) lub ze wzrostem liczby grup karbonylowych (b–d)

*Źródło:* opracowanie własne



**Rysunek 14.4.** Izotermy z rysunku 14.3 przedstawione w logarytmicznej skali ciśnienia względnego. Dane pogrupowano w cztery serie (a–d). Dla czytelności pominięto zakres niskich wartości  $p/p_s$  (do  $10^{-4}$ ), w którym dla większości układów obserwuje się bardzo niskie wartości adsorpcji. Strzałki wskazują kierunek zmian analogicznie jak na rysunku 14.3

*Źródło:* opracowanie własne



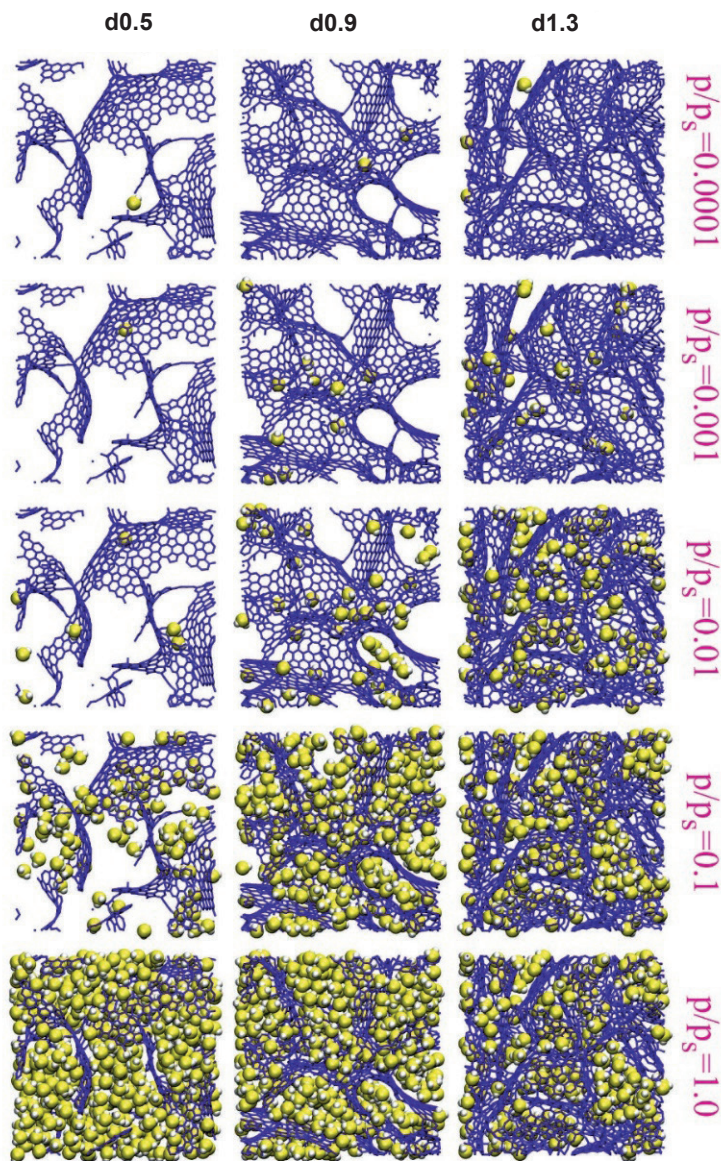
**Rysunek 14.5.** Izotermy z rysunku 14.3 przedstawione w skali logarytmicznej zarówno dla wartości ciśnienia względnego, jak i adsorpcji (dla obydwu zmiennych przedstawiono pełny zakres ich wartości).

Dane pogrupowano w cztery serie (a–d).

Strzałki wskazują kierunek zmian analogicznie jak na rysunku 14.3

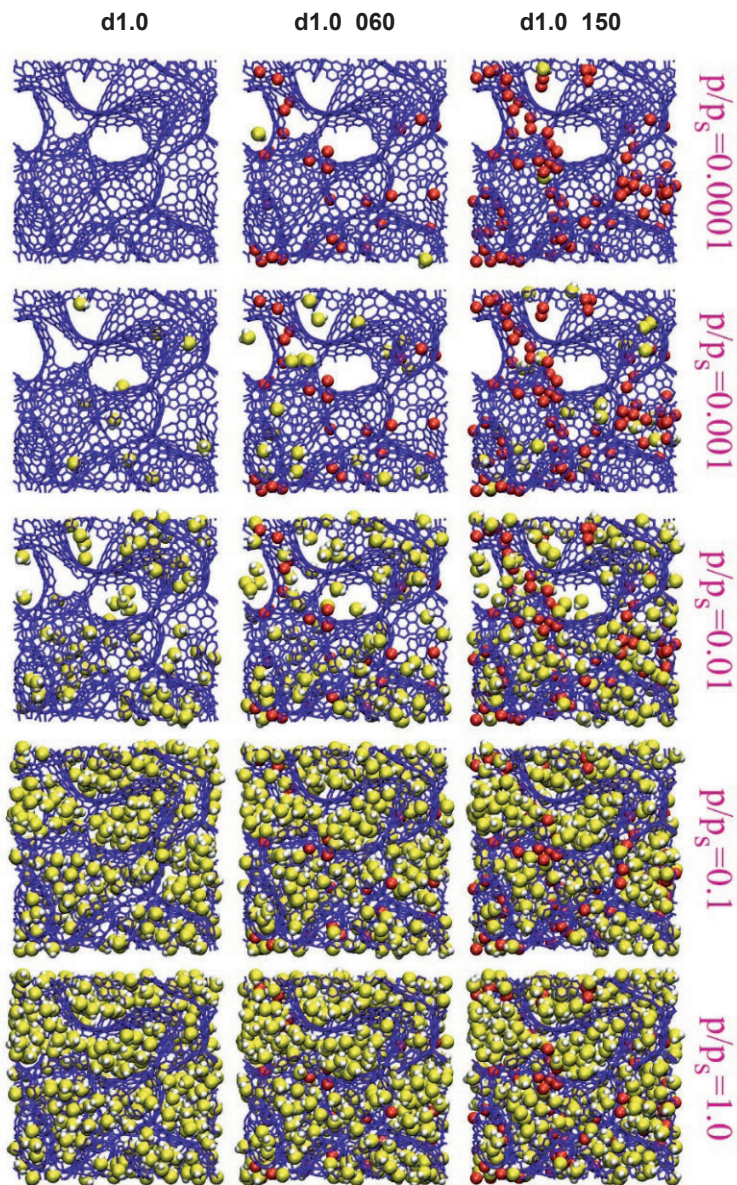
*Źródło:* opracowanie własne

Przyczyn różnic w przebiegu izoterm adsorpcji związanych z wpływem analizowanych czynników można upatrywać w czynnikach energetycznych. Potwierdzają to wartości izosterycznej entalpii adsorpcji pokazane na rysunku 14.8. Wartości te, podobnie jak zdolności adsorpcyjne, zwiększają się wraz ze spadkiem rozmiarów porów (rysunek 14.8a) oraz wzrostem zawartości grup powierzchniowych (rysunek 14.8b–d). Ten pierwszy czynnik wprost przekłada się na wzrost energii oddziaływań adsorbent–adsorbat poprzez zwiększenie stopnia nakładania oddziaływań z różnymi fragmentami węglowymi i/lub wzrost liczby atomów węgla, dla których oddziaływania wnoszą istotny wkład do energii całkowitej w poszczególnych częściach porów. Efekt energetyczny obecności grup karbonylowych wynika w dużej mierze z ich polarnej natury, przez co do energii całkowitej dodatkowo wnoszą wkład oddziaływania elektrostatyczne dipol–dipol (cząsteczki  $H_2S$  ze względu na budowę nieliniową również mają charakter polarny). Ponadto atomy tlenu stanowią dodatkowe centra oddziaływań dyspersyjnych [38], co również może zwiększać efekt energetyczny procesu adsorpcji. Skala różnic wartości  $q^{st}$  dla poszczególnych serii WWP pokazanych na rysunku 14.8 wykazuje dysproporcje analogiczne do tych opisanych w ramach wcześniejszej dyskusji dotyczącej izoterm adsorpcji – również w ujęciu energetycznym efekty zmian porowatości przeważają nad wpływem modyfikacji chemicznej natury powierzchni.



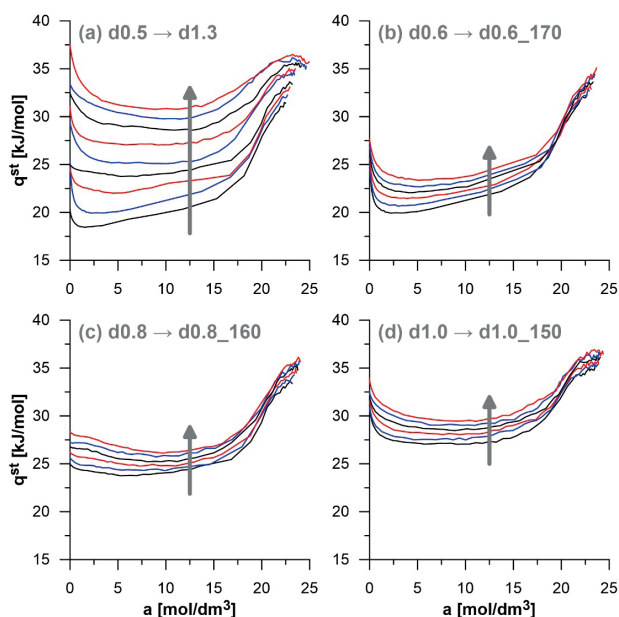
**Rysunek 14.6.** Wybrane konfiguracje równowagowe cząsteczek  $H_2S$  zaadsorbowanych w porach niektórych węgli nieutlenionych (d0.5, d0.9 i d1.3) dla różnych wartości ciśnienia względnego. Każdy z rysunków składowych przedstawia widok połowy komórki symulacyjnej

*Źródło:* opracowanie własne



**Rysunek 14.7.** Wybrane konfiguracje równowagowe cząsteczek  $H_2S$  zaadsorbowanych w porach węgla d1.0 w formie nieutlenionej oraz jego dwóch wybranych formach utlenionych dla różnych wartości ciśnienia względnego. Każdy z rysunków składowych przedstawia widok połowy komórki symulacyjnej

*Źródło:* opracowanie własne



**Rysunek 14.8.** Porównanie izosterycznej entalpii adsorpcji związanej z izotermami pokazanymi na rysunku 14.3 (poszczególne panele przedstawiają zestawy danych dla takich samych serii jak na rysunku 14.3, a strzałki analogicznie wskazują kierunek zmian związanych ze zmniejszaniem się rozmiarów porów (a) lub zwiększaniem liczby grup karbonylowych (b–d))

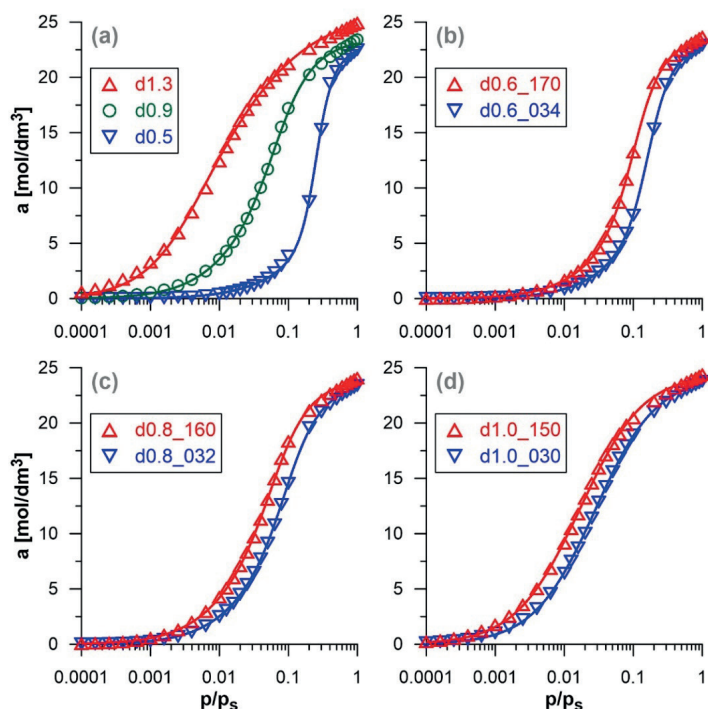
*Źródło:* opracowanie własne

W tabeli 14.2 zestawiono wartości parametrów najlepszego dopasowania, uzyskane w wyniku opisu wszystkich analizowanych izoterm adsorpcji H<sub>2</sub>S za pomocą modelu Buttersacka (równanie (1)). Ponadto na rysunku 14.9 zwizualizowano dopasowanie izoterm teoretycznych do wyników symulacji dla wybranych układów. Jak można zauważyć, równanie (1) doskonale odzwierciedla wszystkie modelowane zestawy danych, na co wskazują również bardzo wysokie, bliskie jedności wartości współczynnika determinacji. Co więcej, uzyskane wartości parametrów najlepszego dopasowania w ramach rozważanych serii zmieniają się w regularny sposób, odzwierciedlając wcześniej dyskutowane różnice w przebiegach izoterm. Uzasadnia to próbę określenia zależności ilościowych pomiędzy wartościami parametrów w równaniu izotermi Buttersacka a parametrami w sposób ilościowy odzwierciedlającymi systematyczne różnice w analizowanych seriach WWP. W tym celu wybrano średnią średnicę porów dostępnych ( $D_{eff,acc,av}$ ) jako prosty parametr charakteryzujący strukturę porowatą, a także procentową zawartość tlenu ( $\{O\}$ ) jako parametr wskazujący na stopień utlenienia struktury węglowej. Wartości obydwu parametrów dla poszczególnych węgli modelowych zawarto w tabeli 14.1.

**Tabela 14.2.** Porównanie wartości parametrów najlepszego dopasowania występujących w modelu Buttersacka (wzór (1)) związanych z izotermami adsorpcji H<sub>2</sub>S dla wszystkich badanych węgli

Węgiel	$a_0$ [mol/dm <sup>3</sup> ]	$C$	$K$	$m$	$DC$
d0.5	2,839	4,612	3,927	8,235	0,9997
d0.6	3,814	4,100	5,327	6,134	0,9999
d0.6_034	4,164	3,855	5,960	5,662	0,9999
d0.6_068	4,472	3,896	6,575	5,310	0,9999
d0.6_102	4,696	3,928	7,414	5,072	0,9999
d0.6_136	4,936	3,883	8,368	4,842	0,9999
d0.6_170	5,226	3,902	9,380	4,598	0,9999
d0.7	5,552	3,775	6,977	4,274	0,9999
d0.8	6,686	4,292	9,135	3,562	0,9999
d0.8_032	6,685	4,523	10,22	3,576	0,9999
d0.8_064	6,856	4,505	11,66	3,502	0,9999
d0.8_096	7,007	4,668	13,05	3,431	0,9999
d0.8_128	7,335	4,586	14,63	3,288	0,9999
d0.8_160	7,364	4,975	15,91	3,288	0,9998
d0.9	6,988	4,800	14,17	3,375	0,9998
d1.0	10,03	5,110	16,51	2,377	0,9999
d1.0_030	11,99	4,441	17,16	2,019	0,9999
d1.0_060	11,96	4,957	18,42	2,029	0,9999
d1.0_090	12,40	5,118	19,64	1,970	0,9998
d1.0_120	11,76	5,337	23,52	2,072	0,9998
d1.0_150	11,53	5,408	27,38	2,114	0,9997
d1.1	11,09	6,937	21,85	2,193	0,9998
d1.2	19,67	17,16	6,941	1,308	0,9996
d1.3	16,99	13,61	14,87	1,502	0,9995

Źródło: opracowanie własne



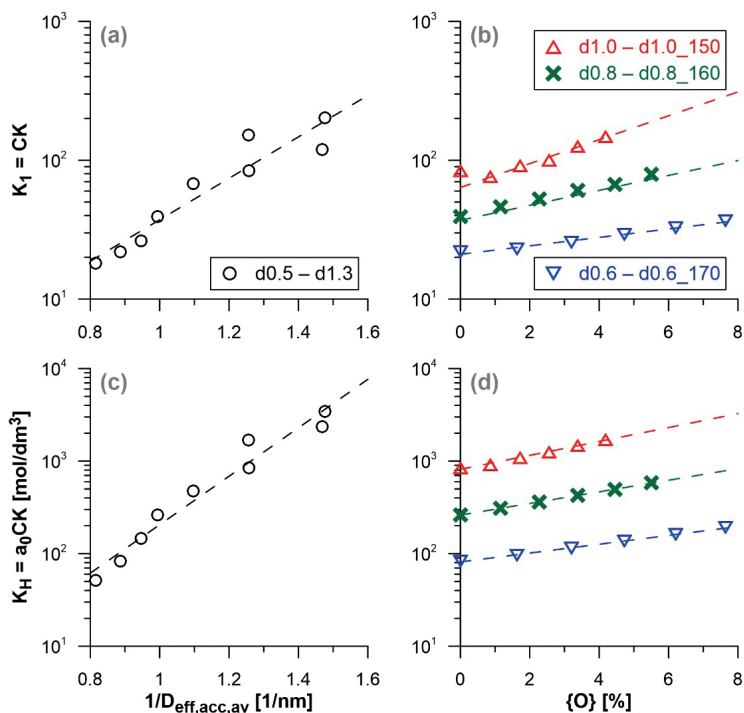
**Rysunek 14.9.** Wyniki dopasowania modelu Buttersacka (wzór (1)) do izoterm adsorpcji uzyskanych w drodze symulacji dla wybranych układów (a–d). Punkty przedstawiają wyniki symulacji (dla zachowania czytelności pokazano co drugi punkt), a przewidywania teoretyczne modelu są odzwierciedlane przez linie (parametry najlepszego dopasowania zestawiono w tabeli 14.2). Podobnie jak na rysunku 14.4 zastosowano skalę logarymiczną dla wartości ciśnienia względnego i pominięto zakres obejmujący jego niskie wartości

*Źródło:* opracowanie własne

Na rysunku 14.10 przedstawiono korelacje między parametrami związanymi z przebiegiem izoterm w obszarze niskociśnieniowym a odwrotnością  $D_{eff,acc,av}$  (pierwsza seria WWP różniących się strukturą porowatą) lub zawartością tlenu (pozostałe trzy serie węgla o wzrastającym stopniu utlenienia). Głównym parametrem równania (1) warunkującym zachowanie izoterm w tym zakresie ciśnienia względnego jest stała równowagi przyłączenia pierwszej cząsteczki do centrum powierzchniowego:  $K_1$ , której wartość wiąże się z innymi parametrami najlepszego dopasowania:  $K_1 = CK$ . Jak można zauważyć na rysunku 14.10a, b, wartość tego parametru zmienia się w sposób zbliżony do liniowego w funkcji  $1/D_{eff,acc,av}$  oraz  $\{O\}$ . Jedynie wartość dla początkowego węgla nieutlenionego (d1.0) w ostatniej serii wyraźnie odchyła się od linii trendu wyznaczonej przez pozostałe układy składające się na tę serię. W obszarze niskociśnieniowym izoterm adsorpcji powinny się upraszczać do liniowego równania Henry'ego:

$$a = K_H h \quad (2)$$

w którym stała początkowa ( $K_H$ ) zwana jest stałą Henry'ego. Również wzór (1) dla niskich wartości ciśnienia względnego ( $h$ ) upraszcza się do równania (2), przy czym w tym przypadku  $K_H = a_0 CK$ . Na rysunku 14.10c, d przedstawiono korelacje analogiczne do wspomnianych powyżej, lecz dla wartości  $K_H$ . W tym przypadku wszystkie zależności mają charakter liniowy bez jakichkolwiek punktów wykazujących znamienne odchylenia od linii trendu. Dane zebrane na rysunku 14.10 potwierdzają prosty ilościowy wpływ badanych parametrów na adsorpcję  $H_2S$  przy niskich ciśnieniach. Ujawniają również wcześniejszą dyskutowaną dysproporcję w skali efektów. Analizowane stałe zwiększają się nawet o około jeden ( $K_1$ ) lub dwa rzędy wielkości ( $K_H$ ) przy przejściu od węgla o najszerszych porach (d0.5) do tego o najwęższych (d1.3), podczas gdy przejściu od węgla nieutlenionego do układu z najwyższą możliwą zawartością grup karbonylowych w danej serii towarzyszy jedynie około dwukrotny wzrost wartości analizowanych stałych.



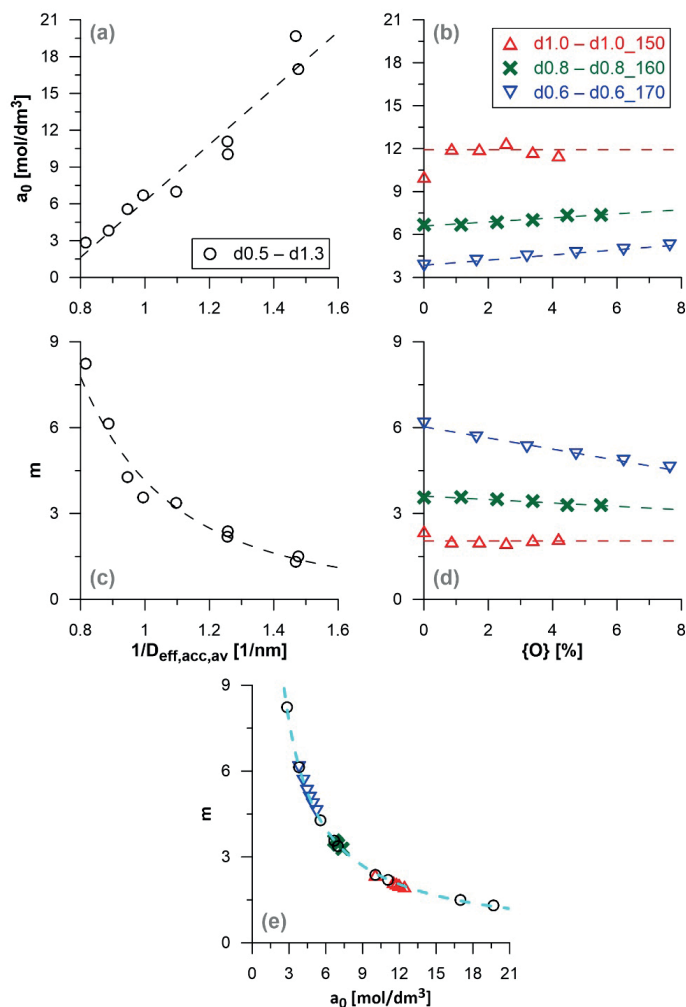
**Rysunek 14.10.** Porównanie wartości stałej równowagi przyłączenia pierwszej cząsteczki do centrum powierzchniowego:  $K_1 = CK$  (a, b) oraz stałej Henry'ego:  $K_H = a_0 CK$  (c, d), obliczonych na podstawie wartości parametrów najlepszego dopasowania modelu Buttersacka (wzór (1)) dla wszystkich rozważanych serii węgla modelowych przedstawionych w funkcji odwrotności średniej efektywnej średnicy porów dostępnych ( $1/D_{eff,acc,av}$ ) (seria węgla nieutlenionych; a, c) lub procentowej zawartości tlenu ( $\{O\}$ ) (trzy serie węgla utlenionych; b, d). Linie przerywane wskazują obserwowany trend zmian dla poszczególnych serii

Źródło: opracowanie własne

Na rysunku 14.11 zobrazowano zmiany dwóch kolejnych parametrów modelu Buttersacka – stężenia centrów powierzchniowych ( $a_0$ ) oraz maksymalnej liczby cząsteczek wiązanych w kompleksie powstającym na jednym centrum ( $m$ ). Wartości pierwszego parametru rosną w sposób zbliżony do liniowego w funkcji odwrotności  $D_{eff,acc,av}$  (rysunek 14.11a), tj. wraz ze spadkiem rozmiaru porów, co częściowo wynika z wyrażenia wartości adsorpcji w przeliczeniu na jednostkę objętości porów dostępnych. Ponieważ wartości adsorpcji maksymalnej wyrażone w ten sposób różnią się tylko w niewielkim stopniu pomiędzy układami (rysunki 14.3 i 14.4), można przyjąć, że parametr  $a_0$  odzwierciedla to, jaka część objętości porów znajduje się w bezpośrednim kontakcie z centrami powierzchniowymi (powierzchnią węgla), tj. odpowiada monowarstwie. Spadek rozmiarów porów sprawia, że maksymalna możliwa odległość adsorbowanych cząsteczek od powierzchni węglowej maleje – zmniejsza się przestrzeń dla adsorpcji powyżej monowarstwy, a tym samym udział tej ostatniej w całkowitej objętości porów wzrasta. Z tych samych powodów maleje maksymalny rozmiar kompleksu cząsteczek powstającego na centrum powierzchniowym, co potwierdza rysunek 14.11c. Z kolei utlenianie węgla prawie nie wpływa na strukturę porów, więc nie należy oczekiwać znacznych zmian w zakresie analizowanych parametrów, co pozostaje w zgodności z danymi uwzględnionymi w ramach rysunku 14.11b, d. Można tu zauważyć niewielkie wzrosty wartości parametru  $a_0$  związane z utlenieniem oraz komplementarne do nich obniżenie wartości parametru  $m$ , które najprawdopodobniej wynikają ze zwiększenia gęstości cząsteczek  $H_2S$  w monowarstwie na skutek wzrostu energii ich adsorpcji przez oddziaływania elektrostatyczne z grupami tlenowymi. Finalnie rysunek 14.11e prezentuje odwrotną zależność pomiędzy wartościami parametrów  $m$  oraz  $a_0$ . Jest to konsekwencja postaci matematycznej równania (1). Parametr  $a_0$  pełni w nim rolę czynnika skalującego, podczas gdy parametr  $m$  określa wartość adsorpcji maksymalnej jako  $m$ -krotną wielokrotność pierwszego parametru ( $a_0$ ). Przy wcześniej zauważonej niewielkiej zmienności wartości adsorpcji maksymalnej w przeliczeniu na jednostkę objętości porów skutkuje to kompensacyjnym charakterem zmian obydwu parametrów niezależnie od specyfiki poszczególnych węgla.

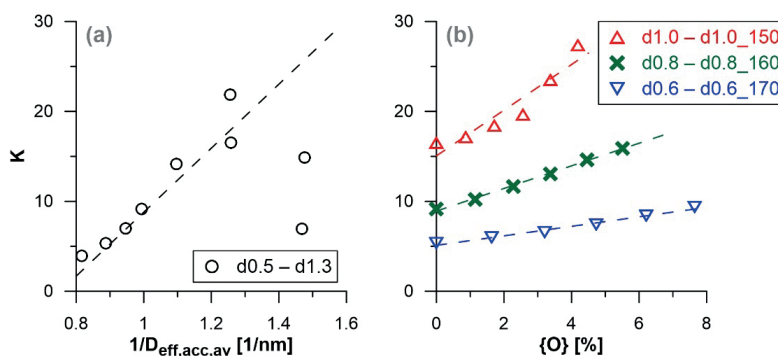
Rysunek 14.12 dotyczy ostatniego parametru modelu – stałej  $K$ , której wpływ ujawnia się zwłaszcza dla pośrednich wartości ciśnienia względnego, tj. w zakresie, w którym zgodnie z sensem fizycznym tego parametru kolejne cząsteczki adsorbatu są przyłączane do cząsteczek związanych bezpośrednio z centrami powierzchniowymi. Na rysunku 14.12a przedstawiono zmiany wartości parametru  $K$  dla węgla nieutlenionych w funkcji odwrotności  $D_{eff,acc,av}$ . Pomijając dwa ostatnie punkty (odpowiadające węglom d1.2 i d1.3), można stwierdzić, że zależność ta ma charakter zbliżony do liniowego, co w sposób ilościowy odzwierciedla przesuwanie ciśnienia zapełniania porów w stronę niższych wartości wraz ze spadkiem rozmiaru porów (rysunek 14.4a). Przyczyn wyraźnie widocznych odchyłeń dla dwóch ostatnich węgla w serii można upatrywać w niskich wartościach parametru  $m$  (tabela 14.2), które są mniejsze od 2. Zgodnie z mechanizmem procesu adsorpcji założonym w modelu oznacza to, że dominuje adsorpcja w warstwie pierwszej. Adsorpcja powyżej monowarstwy dotyczy tylko części przestrzeni adsorpcyjnej. W konsekwencji parametr  $K$  powiązany właśnie z tym procesem ma ograniczony wpływ na przebieg izotermy teoretycznej. Podobnie jak w przypadku wpływu zmian struktury porowatej również

w przypadku trzech rozważanych serii węgla utlenionych zmiany wartości stałej  $K$  są powiązane ze zmniejszeniem ciśnienia zapełnienia porów (rysunek 14.4b–d). Wartości  $K$  zwiększają się wraz ze wzrostem zawartości tlenu (rysunek 14.12b). W przypadku serii węgla wywodzących się z węgli d0.6 i d0.8 zależności te mają charakter liniowy, a dla ostatniej serii wywodzącej się z układu d1.0, tj. węgla o największych porach spośród rozważanych węgla poddawanych utlenianiu, korelacja odchyła się od liniowości w górę.



**Rysunek 14.11.** Podobnie jak na rysunku 14.10, lecz zależności dla następujących parametrów modelu Buttersacka (wzór (1)): stężenia pierwotnych centrów adsorpcyjnych –  $a_0$  (a, b) oraz maksymalnego rozmiaru kompleksu –  $m$  (c, d). Ponadto na panelu e zaprezentowano wartości parametru  $m$  dla wszystkich układów (zachowano oznaczenia analogiczne jak na panelach a–d) w funkcji parametru  $a_0$ , a linia przerywana odzwierciedla trend tej zależności

Źródło: opracowanie własne



**Rysunek 14.12.** Podobnie jak na rysunkach 14.10 i 14.11, ale zależności dla wartości parametru  $K$  modelu Buttersacka (wzór (1)) (a, b), tj. stałej równowagi przyłączania do kompleksu drugiej i kolejnych cząsteczek adsorbentu

*Źródło:* opracowanie własne

## Podsumowanie

Wykorzystując realistyczne modele struktury węgla aktywnych oraz symulacje Monte Carlo, zbadano niezależnie od siebie wpływ zmian ich porowatości oraz wprowadzenia tlenowych grup powierzchniowych na adsorpcję siarkowodoru. Zarówno zmniejszenie rozmiaru porów, jak i utlenienie struktury węglowej wpływają pozytywnie na pochłanianie tego zanieczyszczenia. Efekty ujawniają się w całym badanym zakresie wartości ciśnienia względnego – wzrasta adsorpcja w obszarze niskociśnieniowym, obniża się ciśnienie, przy którym pory są zapełniane przez cząsteczki  $\text{H}_2\text{S}$ , a nawet nieznacznie zwiększa się ich gęstość w porach przy wysokich wartościach ciśnienia bliskich ciśnieniu pary nasyconej. Zmiany te wynikają ze wzrostu energii adsorpcji. Ich skala jest jednak różna w przypadku obu badanych czynników – zmniejszenie rozmiaru porów ma znacznie silniejszy wpływ niż obecność polarnych grup powierzchniowych. W związku z tym za główny czynnik warunkujący efektywną adsorpcję  $\text{H}_2\text{S}$  przez węgle aktywne należy uznać obecność odpowiednio wąskich porów, ale dodatkowo można ją zwiększyć, modyfikując chemiczną naturę ich powierzchni. Wykonane badania dostarczają nie tylko jakościowego opisu efektów związanych z modyfikacją tych parametrów, ale dodatkowo dzięki zastosowaniu teoretycznego modelu Buttersacka do analizy izoterm adsorpcji możliwe jest również ujęcie ilościowe poprzez wyznaczenie korelacji pomiędzy parametrami modelu a parametrami charakteryzującymi porowatość oraz skład węgla.

*Niniejsza praca naukowa powstała z wykorzystaniem infrastruktury Poznańskiego Centrum Superkomputerowo-Sieciowego.*

## Literatura

1. Barrera E.L., Spanjers H., Dewulf J., Romero O., Rosa E. *The sulfur chain in biogas production from sulfate-rich liquid substrates: a review on dynamic modeling with vinasse as model substrate*. Journal of Chemical Technology & Biotechnology 2013; 88(8): 1405–1420.
2. Khoshnevisan B., Tsapekos P., Alfaro N., Díaz I., Fdz-Polanco M., Rafiee S., Angelidaki I. *A review on prospects and challenges of biological H<sub>2</sub>S removal from biogas with focus on biotrickling filtration and microaerobic desulfurization*. Biofuel Research Journal 2017; 4(4): 741–750.
3. Yan L., Ye J., Zhang P., Xu D., Wu Y., Liu J., Zhang H., Fang W., Wang B., Zeng G. *Hydrogen sulfide formation control and microbial competition in batch anaerobic digestion of slaughterhouse wastewater sludge: effect of initial sludge pH*. Bioresource Technology 2018; 259: 67–74.
4. Bharathiraja B., Sudharsana T., Jayamuthunagai J., Praveenkumar R., Chozhavendhan S., Iyyappan J. *Biogas production – a review on composition, fuel properties, feed stock and principles of anaerobic digestion*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2018; 90: 570–582.
5. Kwaśny J., Balcerzak W., Rezka P. *Biogaz i charakterystyka wybranych metod jego odsiarczania*. Czasopismo Inżynierii Łądowej, Środowiska i Architektury 2016; 33(63): 129–141.
6. Calbry-Muzyka A., Madi H., Rüsç-Pfund F., Gandiglio M., Biollaz S. *Biogas composition from agricultural sources and organic fraction of municipal solid waste*. Renewable Energy 2022; 181: 1000–1007.
7. Pilarski K., Pilarska A.A. *Wiodące aspekty funkcjonowania biogazowni rolniczych*. [W:] Kielkowska U., Machalski P. (red.) *Transformacja energetyczna RP w ujęciu interdyscyplinarnym*. Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2024, 131–141.
8. Igliński B., Kielkowska U., Mazurek K., Cichosz M., Drużyński S., Wróbel-Kaszanek A., Szalla A., Borowski A. *Potencjał biogazu w Polsce*. [W:] Kielkowska U., Machalski P. (red.) *Transformacja energetyczna RP w ujęciu interdyscyplinarnym*. Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2024, 142–156.
9. Tjutju N.A.S., Ammenberg J., Lindfors A. *Biogas potential studies: a review of their scope, approach, and relevance*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2024; 201: 114631.
10. Chan Y.H., Lock S.S.M., Wong M.K., Yiin C.L., Loy A.C.M., Cheah K.W., Chai S.Y.W., Li C., How B.S., Chin B.L.F., Chan Z.P., Lam S.S. *A state-of-the-art review on capture and separation of hazardous hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S): recent advances, challenges and outlook*. Environmental Pollution 2022; 314: 120219.
11. Golmakani A., Nabavi S.A., Wadi B., Manovic V. *Advances, challenges, and perspectives of biogas cleaning, upgrading, and utilization*. Fuel 2022; 317: 123085.
12. Castellanos-Sánchez J.E., Aguilar-Aguilar F.A., Hernández-Altamirano R., Venegas-Venegas J.A., Aryal D.R. *Biogas purification processes: review and prospects*. Biofuels 2024; 15: 215–227.

13. Khabazipour M., Anbia M. *Removal of hydrogen sulfide from gas streams using porous materials: a review*. Industrial & Engineering Chemistry Research 2019; 58: 22133–22164.
14. Suwak M., Kleszcz T. *Metody usuwania siarkowodoru z gazów procesowych*. Prace Naukowe Instytutu Inżynierii Chemicznej Polskiej Akademii Nauk 2022; 26: 37–47.
15. Alguacil F.J. *Recent advances in H<sub>2</sub>S removal from gas streams*. Applied Sciences 2023; 13(5): 3217.
16. Vuppaladadiyam A.K., Jena M.K., Hakeem I.G., Patel S., Veluswamy G., Thulasiraman A.V., Surapaneni A., Shah K. *A critical review of biochar versus hydrochar and their application for H<sub>2</sub>S removal from biogas*. Reviews in Environmental Science and Biotechnology 2024; 23: 699–737.
17. Georgiadis A.G., Charisiou N.D., Goula M.A. *Removal of hydrogen sulfide from various industrial gases: a review of the most promising adsorbing materials*. Catalysts 2020; 10(5): 521.
18. Bamdad H., Hawboldt K., MacQuarrie S. *A review on common adsorbents for acid gases removal: focus on biochar*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2018; 81: 1705–1720.
19. Paz L., Gentil S., Fierro V., Celzard A. *Activated carbons outperform other sorbents for biogas desulfurization*. Chemical Engineering Journal 2025; 506(8): 160304.
20. Wan J., Liu M., Ding W., Duan Y. *Preparation of a Cu–Ce–O-modified activated carbon adsorbent to enhance hydrogen sulfide removal at low temperatures*. Industrial & Engineering Chemistry Research 2025; 64(6): 3426–3440.
21. Chen F., Hong L. *Stimulating mesoporous characteristics of activated carbon through pyrolysis of compacted hydroxyethyl cellulose – a showcase for H<sub>2</sub>S removal*. C Journal of Carbon Research 2024; 10(2): 43.
22. Wang J., Ding C., Gao D., Liu H. *Research on adsorption characteristics of H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub> in coal based on Monte Carlo method*. Scientific Reports 2020; 10(1): 21882.
23. Peng X. *Impact of realistic vs. slit models of activated carbon on H<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S adsorption, and H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>S separation*. Separation and Purification Technology 2024; 338: 126538.
24. Yang Y.-B., Hao Q., Müller-Plathe F., Böhm M.C. *Monte Carlo simulations of SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, and CO<sub>2</sub> adsorption in charged single-walled carbon nanotube arrays*. Journal of Physical Chemistry C 2020; 124: 5838–5852.
25. Radovic L.R. (red.) *Chemistry & physics of carbon. Vol. 30*. CRC Press, Boca Raton 2007.
26. Marsh H., Rodríguez-Reinoso F. *Activated carbon*. Elsevier, Amsterdam 2006.
27. Bansal R.C., Goyal M. *Adsorpcja na węglu aktywnym*. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2009.
28. Serafin J., Dziejarski B. *Activated carbons – preparation, characterization and their application in CO<sub>2</sub> capture: a review*. Environmental Science and Pollution Research 2024; 31(28): 40008–40062.

29. Furmaniak S., Kowalczyk P., Terzyk A.P., Gauden P.A., Harris P.J.F. *Synergetic effect of carbon nanopore size and surface oxidation on CO<sub>2</sub> capture from CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> mixtures*. Journal of Colloid and Interface Science 2013; 397: 144–153.
30. Furmaniak S. *Influence of activated carbon porosity and surface oxygen functionalities' presence on adsorption of acetonitrile as a simple polar volatile organic compound*. Environmental Technology 2015; 36(15): 1984–1999.
31. Furmaniak S. *New virtual porous carbons based on carbon EDIP potential and Monte Carlo simulations*. Computational Methods in Science and Technology 2013; 19: 47–57.
32. Furmaniak S., Terzyk A.P., Gauden P.A., Kowalczyk P., Szymański G.S. *Influence of activated carbon surface oxygen functionalities on SO<sub>2</sub> physisorption – simulation and experiment*. Chemical Physics Letters 2013; 578: 85–91.
33. Humphrey W., Dalke A., Schulten K. *VMD – visual molecular dynamics*. Journal of Molecular Graphics 1996; 14(1): 33–38.
34. Bhattacharya S., Gubbins K.E. *Fast method for computing pore size distributions of model materials*. Langmuir 2006; 22(18): 7726–7731.
35. Ravikovitch P.I., Vishnyakov A., Neimark A.V. *Density functional theory and molecular simulations of adsorption and phase transitions in nanopores*. Physical Review E 2001; 64: 011602.
36. Yan Q., de Pablo J.J. *Hyper-parallel tempering Monte Carlo: application to the Lennard-Jones fluid and the restricted primitive model*. Journal of Chemical Physics 1999; 111: 9509–9516.
37. Shah M.S., Tsapatsis M., Siepmann J.I. *Development of the transferable potentials for phase equilibria model for hydrogen sulfide*. Journal of Physical Chemistry B 2015; 119: 7041–7052.
38. Jorge M., Schumacher C., Seaton N.A. *Simulation study of the effect of the chemical heterogeneity of activated carbon on water adsorption*. Langmuir 2002; 18(24): 9296–9306.
39. Buttersack C. *Modeling of type IV and V sigmoidal adsorption isotherms*. Physical Chemistry Chemical Physics 2019; 21: 5614–5626.
40. Storn R., Price K. *Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces*. Journal of Global Optimization 1997; 11: 341–359.

## Podsumowanie i wnioski

---

Niniejsza publikacja koncertuje się na kluczowych wyzwaniach i możliwościach związanych z przyszłością energetyczną, ze szczególnym uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii (OZE). Energia jest fundamentem rozwoju cywilizacyjnego, a jej nieprzerwana dostępność ma kluczowe znaczenie dla współczesnej gospodarki i jakości życia. Produkcja energii z surowców kopalnych stanowi jednak główne źródło emisji gazów cieplarnianych, co prowadzi do pogłębiających się zmian klimatycznych. W kontekście zmieniającego się klimatu należy zwrócić uwagę na potencjalne migracje klimatyczne, które mogą wpłynąć na Europę i Polskę.

Rozwój OZE jest niezbędnym krokiem w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i ochrony klimatu. W Polsce integracja nowoczesnych technologii, takich jak zielony wodór, jest kluczem do transformacji sektora energetycznego, co przyczyni się do wzrostu gospodarczego. Ponadto decentralizacja produkcji energii dzięki małym instalacjom OZE pomoże lepiej zabezpieczyć kraj przed atakami terrorystycznymi i cybernetycznymi, a także stworzy nowe miejsca pracy na terenach wiejskich.

Kolejnym istotnym zagadnieniem jest efektywność energetyczna. Należy zwrócić uwagę na konieczność modernizacji sektora energetycznego i ciepłownictwa, z naciskiem na rozwój sieci przesyłowych, dystrybucyjnych, a także na zwiększenie udziału OZE, szczególnie tych rozproszonych, jak energetyka wiatrowa, biogazownie, instalacje na biomasę i fotowoltaika.

W publikacji zwrócono uwagę również na znaczenie badań naukowych i rozwoju nowych technologii w obszarze OZE. Inwestycje z tym związane prowadzą do wzrostu efektywności energetycznej, a także spadku kosztów instalacji, co umożliwi dalszy postęp dotyczący OZE. Mimo wyzwań związanych z biurokracją Polska wykazuje dużą przedsiębiorczość w zakresie rozwoju OZE, co stwarza optymistyczne perspektywy na przyszłość.

Podsumowując, należy wskazać na konieczność dalszego wsparcia dla rozwoju OZE, zarówno na poziomie nauki, technologii, jak i polityki państwowej, tak aby Polska mogła skutecznie odpowiedzieć na wyzwania związane z transformacją energetyczną oraz zmianami klimatycznymi.

Energia jest jednym z najważniejszych czynników determinujących rozwój cywilizacyjny, ponieważ każdy proces gospodarowania musi być zasilany energetycznie. Jednak nigdy wcześniej gospodarka i życie społeczne nie były od niej aż tak zależne. Nieprzerwana podaż energii jest niezbędna dla funkcjonowania współczesnej gospodarki, gospodarstw domowych, a w efekcie jakości życia. Jednocześnie jej produkcja z surowców kopalnych stanowi największe źródło emisji zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych, przede wszystkim dwutlenku węgla. To groźne antropogeniczne obciążenie biosfery prowadzi do zachwiania równowagi w przebiegu globalnych procesów przyrodniczych. Bez radykalnych kroków zmiany klimatyczne będą coraz dotkliwsze, głównie w Afryce i Indiach. Oznacza to nasilenie się ruchów migracyjnych m.in. do Europy i Polski (tzw. migracje klimatyczne).

Rozbudowa systemu OZE stanowi podstawę zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Wpisuje się też doskonale w trendy decentralizacji wytwarzania energii. Jest to droga w kierunku ochrony klimatu i środowiska, co także ma priorytet w polityce zarówno polskiej, jak i unijnej. Rozwój sektora OZE i nowoczesnych technologii (np. technologii zielonego wodoru) przyczyni się do szybkiego postępu gospodarczego Polski. Pieniądze, które dotąd szerokim strumieniem wypływały z kraju na zakup paliw i energii, pozostaną w Polsce i pozwolą na kolejne inwestycje gospodarcze. Rozwój małych, rozproszonych instalacji OZE w Polsce zapewni systemowi paliw i energii „odporność” na ataki terrorystyczne czy informatyczne. W sektorze OZE znajdują pracę okoliczni mieszkańcy, co zagwarantuje im bezpieczeństwo ekonomiczne, a to w Polsce jest bardzo istotne ze względu na dość dużą stopę bezrobocia na terenach wiejskich.

Konsekwentnie należy również dążyć do poprawy efektywności energetycznej, zmniejszając energochłonność polskiej gospodarki. Największym wyzwaniem jest modernizacja energetyki i ciepłownictwa: jednostek wytwórczych, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (także ich rozwój) oraz dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez zwiększenie udziału rozproszonych źródeł odnawialnych (głównie energetyki wiatrowej, biogazowni, instalacji na biomasę i instalacji solarnych), w tym mikroźródeł. Modernizację OZE należy również powiązać z postępem dotyczącym kogeneracji i wyposażeniem jej w inteligentne rozwiązania.

Sektor OZE jest jedną z najszybciej rozwijających się gałęzi gospodarki na świecie, w tym w Polsce. Szeroko zakrojone badania prowadzone w ośrodkach naukowych skutkują wzrostem wydajności pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, jak również spadkiem cen instalacji OZE. Postęp w zakresie energetyki odnawialnej jest impulsem do dalszych badań i rozwoju nowych technologii. Oczekuje się, że wraz z tą progresją, a także wzrostem produkcji zmniejszą się koszty inwestycji, co stanowi obecnie istotną barierę dla ich wdrażania i modernizacji. Polscy inwestorzy, mimo rozbudowanej biurokracji, wykazują dużą przedsiębiorczość i aktywność w budowaniu instalacji OZE.

## Indeks autorów

---

Borowski Artur	113, 175
Bożentka Wiktoria	149
Cichosz Marcin	11, 175
Cieślewicz Natalia	52
Daassi Sihem	85
Drużyński Sebastian	11, 113, 175
Furmaniak Sylwester	187
Gauden Piotr A.	187
Igliński Bartłomiej	11, 175
Jankowski Robert Witold	159
Jarosz-Kozyro Anna	132
Kiełkowska Urszula	11, 113, 175
Klimczyk Natalia	149
Krajewski Jarosław	27
Krawczyk Klaudia	149
Machalski Paweł	35
Mazurek Agnieszka	98, 149
Mazurek Krzysztof	11, 113, 175
Mikołajczyk Jolanta	165
Mroziński Adam	73
Niewiarowski Błażej	98
Pietrzak Michał Bernard	11, 27
Pilarska Agnieszka A.	52
Pilarski Krzysztof	52
Skrzatek Mateusz	11
Szalla Aleksandra	113, 175
Trabelssi Ismail	85
Wahab Mohamed Ali	85
Wróbel-Kaszanek Adriana	11, 113, 175
Zajac Szymon	149

## O redaktorach

**Urszula Kielkowska** – kieruje Katedrą Technologii Chemicznej Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu. Ukończyła studia na kierunku chemia na UMK. W 1998 r. uzyskała stopień doktora nauk chemicznych, a w 2010 r. stopień doktora habilitowanego w dziedzinie nauk technicznych na Zachodniopomorskim Uniwersytecie Technologicznym w Szczecinie; specjalność: technologia chemiczna – piroliza, gospodarka odpadami, odnawialne źródła energii. W latach 2012–2020 pełniła funkcję prodziekana ds. studentów i dydaktyki, a od 2024 r. jest dziekanem Wydziału Chemii UMK.

**Michał B. Pietrzak** – pracuje na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej. Ukończył studia na kierunkach filozofia oraz zarządzanie i marketing na Uniwersytecie Mikołaja Kopernika w Toruniu. W 2006 r. uzyskał stopień doktora nauk ekonomicznych, a w 2019 r. stopień doktora habilitowanego w dziedzinie nauk społecznych na UMK. Jest doświadczonym ekonometrykiem specjalizującym się w stosowaniu metod ilościowych, zwłaszcza wielowymiarowej analizy porównawczej, ekonometrii finansowej i przestrzennej oraz badań marketingowych. Podejmowane przez niego problemy badawcze dotyczą ekonomii, zarządzania i finansów, a bieżące badania naukowe obejmują regionalne analizy rozwoju wybranych przestrzennych zjawisk ekonomicznych oraz analizy przebiegu procesów transformacji energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem rynku energii odnawialnej.

**Bartłomiej Igliński** – pracuje na Wydziale Chemii Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu. W 2007 r. uzyskał stopień doktora nauk chemicznych na UMK. Jest członkiem Komisji Rewizyjnej Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej – ogólnopolskiego stowarzyszenia branżowego. Jest autorem i współautorem kilkunastu książek oraz około 100 publikacji na temat energetyki odnawialnej. Jego zainteresowania dotyczą technologii proekologicznych w przemyśle i energetyce oraz rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

**Paweł Machalski** – jest absolwentem Wydziałów Prawa i Administracji oraz Politologii i Studiów Międzynarodowych Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu, a także studiów podyplomowych Master of Business Administration. W 2015 r. uzyskał stopień doktora nauk społecznych na UMK. Jest wykładowcą akademickim kilku uczelni, autorem książek i artykułów dotyczących samorządu terytorialnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. W 2019 r., w uzupełnieniu do aktywności akademickiej, objął funkcję doradcy ds. marketingu społecznego i rozwoju, a w 2023 r. rzecznika prasowego w sektorze energetycznym. Od 2020 r. jest Prezesem Zarządu Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej. Jest członkiem Sektorowej Rady ds. Kompetencji – Energetyka OZE przy Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości oraz Krajowego Zespołu Konsultantów Branżowych w zakresie energetyki odnawialnej przy Ministerstwie Edukacji Narodowej.