

# ATLAS

ATLAS  
POLSKIEJ  
ENERGETYKI  
2026

PUBLIKACJA POWSTAŁA W RAMACH

**POWER  
CONNECT**  
TARGI ENERGETYCZNE  
& KONFERENCJA

ORGANIZATORZY: **amberexp**  **Energetyka** 

**18-20 III 2026**

GDAŃSK / AMBEREXPO

**Energetyka** 

# ATLAS POLSKIEJ ENERGETYKI

---

# 2026

---

ATLAS  
POLSKIEJ  
ENERGETYKI  
2026

# SPIS TREŚCI

---

	Wstęp .....	5
01.	Polska energetyka w 2026 roku .....	7
02.	Energetyka węglowa .....	10
03.	Górnictwo węgla kamiennego .....	12
04.	Odnawialne źródła energii .....	15
05.	Energetyka gazowa .....	16
06.	Morska energetyka wiatrowa .....	20
07.	Lądowa energetyka wiatrowa .....	23
08.	Energetyka jądrowa .....	26
09.	Wydobycie miedzi .....	29
10.	Wodór .....	31

# WSTĘP



Transformacja energetyczna Polski pozostaje jednym z najważniejszych wyzwań gospodarczych, technologicznych i społecznych XXI wieku. W 2025 roku proces ten wszedł w nową fazę: w etap realizacji wielkoskalowych inwestycji i podejmowania decyzji o długofalowych konsekwencjach strategicznych. Obejmuje on nie tylko dalsze ograniczanie roli tradycyjnych nośników energii – przede wszystkim węgla – lecz także dynamiczny rozwój alternatywnych źródeł energii, a także rozbudowę i cyfryzację infrastruktury sieciowej oraz rosnącą rolę magazynowania energii i zarządzania popytem.

Równolegle transformacja staje się elementem polityki bezpieczeństwa państwa i miarą konkurencyjności gospodarki. W warunkach utrzymującej się niestabilności geopolitycznej, napięć na globalnych rynkach surowców oraz przyspieszającej elektryfikacji gospodarki, modernizacja sektora energetycznego decyduje o odporności systemu, kosztach energii oraz możliwościach rozwoju nowych gałęzi przemysłu. Proces ten pozostaje jednocześnie integralnie związany z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, której cele obejmują redukcję emisji, odejście od importów paliw kopalnych oraz budowę europejskich łańcuchów wartości w obszarze czystych technologii.

Transformacja energetyczna niesie także istotne konsekwencje społeczne. Obejmuje ona stopniową restrukturyzację regionów historycznie związanych z wydobywaniem i energetyką konwencjonalną, powstawanie nowych miejsc pracy w sektorach niskoemisyjnych oraz konieczność zapewnienia sprawiedliwego przebiegu zmian gospodarczych i społecznych. Skala tych procesów sprawia, że ich powodzenie zależy nie tylko od inwestycji technologicznych, lecz również od stabilności regulacyjnej, akceptacji społecznej i skutecznej polityki publicznej.

Celem kolejnej edycji Atlasu jest przedstawienie aktualnego obrazu polskiej transformacji energetycznej poprzez zestawienie najważniejszych danych liczbowych, map i analiz obrazujących tempo oraz kierunki zachodzących zmian. Wykorzystanie narzędzi wizualnych pozwala uchwycić dynamikę transformacji, porównać postępy w poszczególnych sektorach oraz lepiej zrozumieć wpływ zmian energetycznych na gospodarkę i społeczeństwo. Prezentowane materiały opracowano na podstawie najnowszych analiz eksperckich, raportów krajowych i międzynarodowych oraz danych statystycznych pochodzących z administracji publicznej, instytucji badawczych i organizacji branżowych.

Mamy nadzieję, że niniejsza edycja Atlasu pozostanie rzetelnym i przystępnym źródłem wiedzy dla decydentów publicznych, przedstawicieli biznesu, analityków, badaczy oraz wszystkich zainteresowanych kierunkami przemian polskiej energetyki. Zrozumienie skali i tempa zachodzących zmian jest dziś warunkiem prowadzenia skutecznej polityki gospodarczej i klimatycznej, a powodzenie transformacji energetycznej będzie miało kluczowe znaczenie zarówno dla przyszłości Polski, jak i dla europejskich oraz globalnych wysiłków na rzecz stabilnego, bezpiecznego i zrównoważonego systemu energetycznego.

**JAKUB WIECH**

Redaktor naczelny Energetyka24

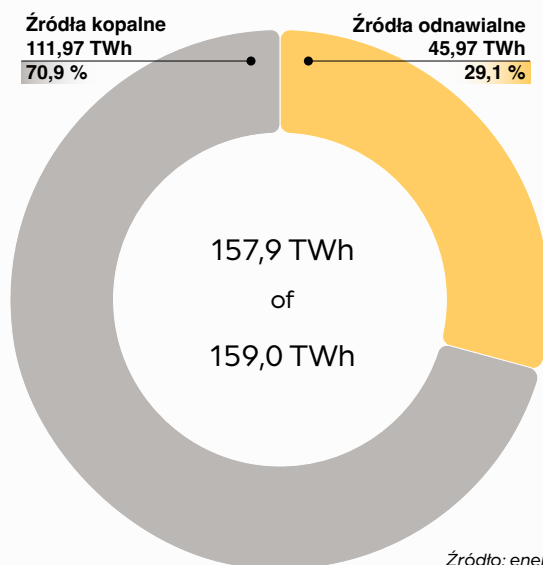
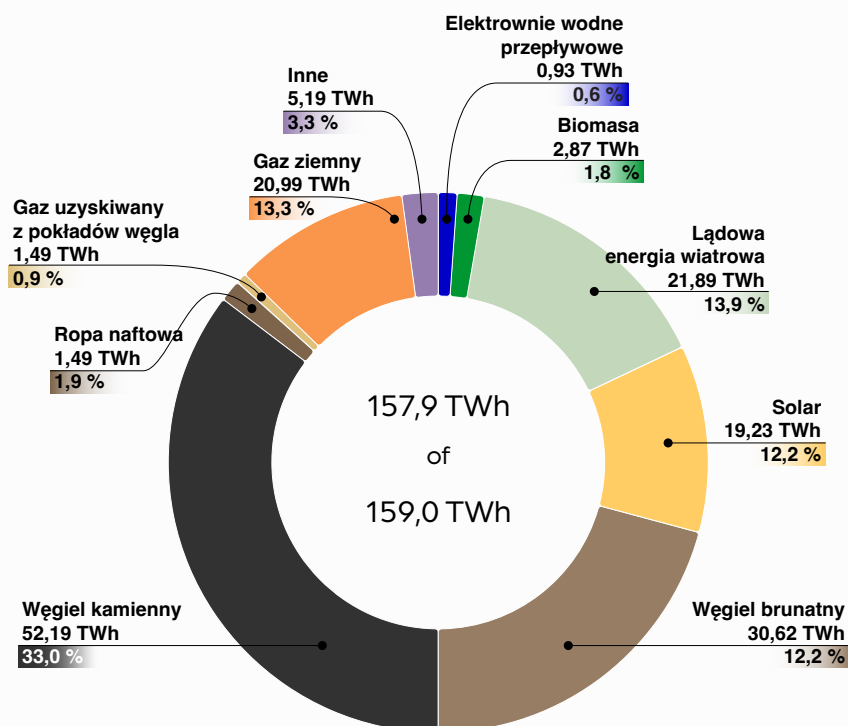
# 01

---

# POLSKA ENERGETYKA W 2026 ROKU

Rok 2026 będzie dla polskiej energetyki kolejnym rokiem technologicznego przełomu i jednocześnie następnym testem wytrzymałości. Energetyka stanie na styku trzech procesów: dalszego spadku roli węgla, szybkiego przyrostu źródeł odnawialnych oraz budowy architektury elastyczności systemu.

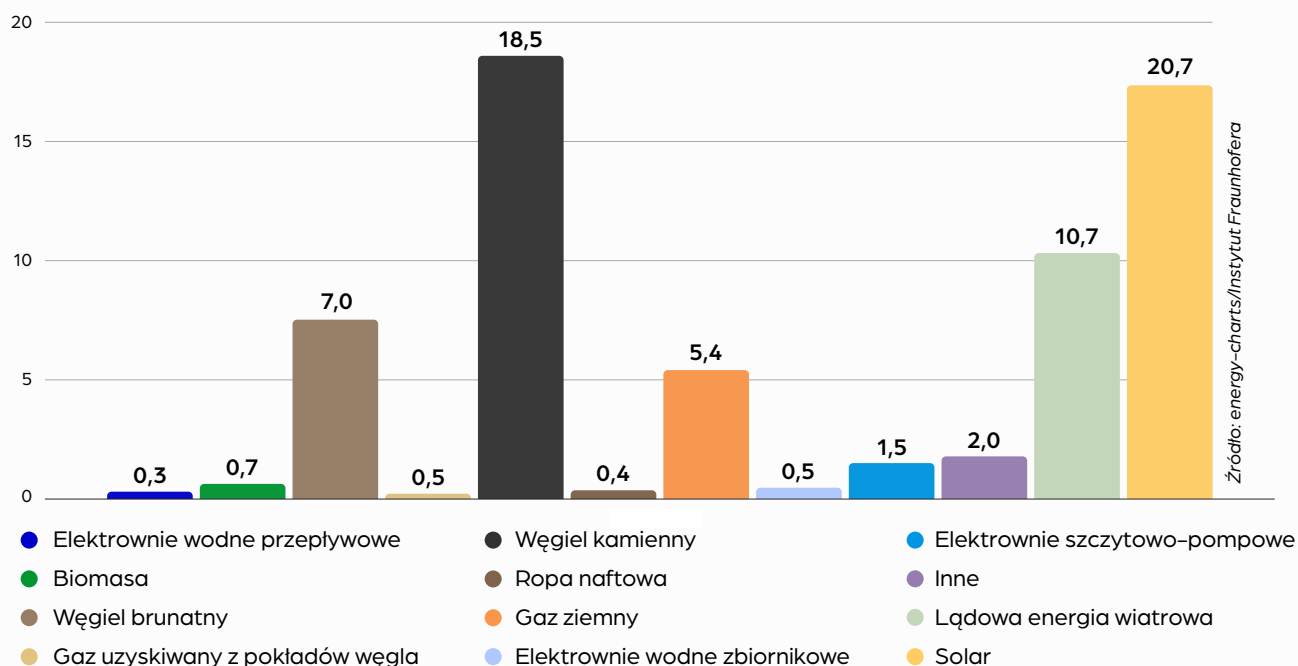
## PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NETTO W POLSCE W 2026 ROKU



Źródło: energy-charts/Instytut Fraunhofera

Na początku 2026 r. polski system elektroenergetyczny dołożył do kronik energetyki kilka rekordów, zarówno, jeśli chodzi o generację, jak i zapotrzebowanie na moc. Było to możliwe dzięki jego kompleksowej przebudowie, która coraz wyraźniej odbija się na energetycznych statystykach.

## MOC ZAINSTALOWANA NETTO W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM W POLSCE W 2026 ROKU



W 2026 r. w pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego coraz wyraźniej będą widoczne dwa równoległe kierunki: spadek udziału węgla i szybki wzrost znaczenia odnawialnych źródeł energii.

## UDZIAŁ WĘGLA (KAMIENNY+BRUNATNY) ORAZ ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W GENERACJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE (BEZ AUTOKONSUMPCJI)

Rok	Udział węgla w generacji	Udział OZE w generacji
2025	52,4%	29,1%
2024	56,6%	29%
2023	63,8%	26%
2022	73,4%	19,3%
2021	76%	14,7%
2020	74,7%	14,8%
2019	78,7%	12,5%
2018	82,4%	10,4%
2017	84,7%	11,7%
2016	84,7%	10,2%
2015	87%	9,4%

Źródło: energy-charts/Instytut Fraunhofera

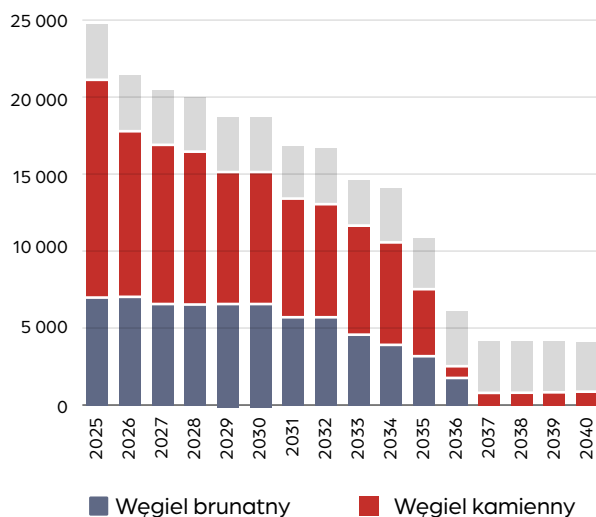
# ENERGETYKA WĘGLOWA

Energetyka węglowa to fundament polskiego systemu elektroenergetycznego, który jednocześnie stał się jego największym obciążeniem. Przez dekady była gwarantem stabilnych dostaw energii, zapleczem industrializacji i gwarantem bezpieczeństwa. Dziś jest sektorem schyłkowym, kosztownym, coraz mniej dyspozycyjnym i coraz bardziej oderwanym od realiów technologicznych, rynkowych oraz regulacyjnych.

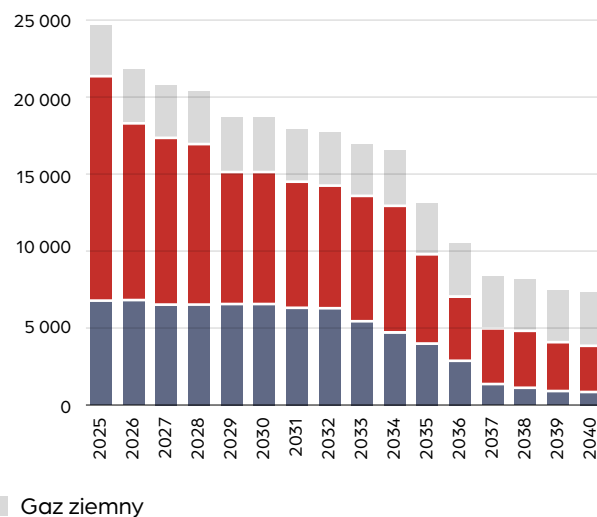
W czerwcu 2025 r. odnawialne źródła energii po raz pierwszy w historii polskiego systemu elektroenergetycznego wygenerowały większy udział energii elektrycznej niż węgiel: OZE odpowiadały za 44,1% produkcji, podczas gdy udział węgla wyniósł 43,7% – wynikało z danych Forum Energii. Choć różnica była symboliczna, miała znaczenie strukturalne, potwierdzając zmianę kierunku pracy systemu. Tendencja ta była widoczna także w ujęciu kwartalnym: w II kwartale 2025 r. udział węgla w miksie energetycznym spadł do 45,2%, wobec 56,4% rok wcześniej. Zmianom strukturalnym towarzyszył efekt cenowy – hurtowa cena energii elektrycznej w Polsce była w tym okresie niższa o 34 zł/MWh r/r.

## OSIĄGALNA MOC NETTO W ISTNIEJĄCYCH JEDNOSTKACH KONWENCJONALNYCH BIORĄCYCH UDZIAŁ UDZIAŁ W MECHANIZMIE CENTRALNEGO BILANSOWANIA [MW]

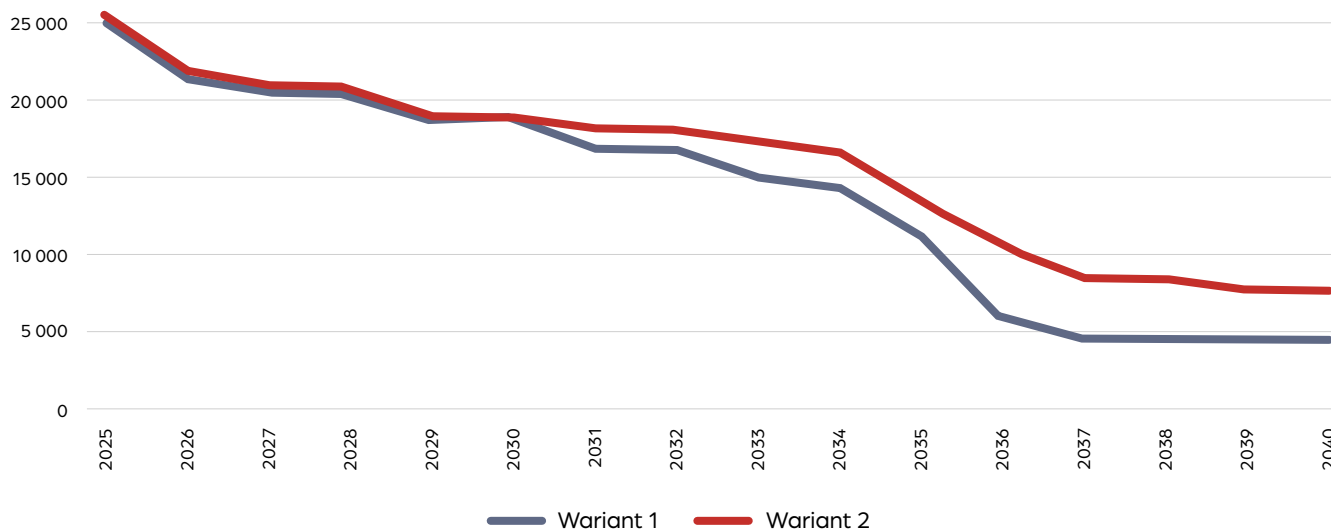
Wariant 1 (odstawienie nierentownych bloków)



Wariant 2 (praca bloków zgodna z technicznym czasem życia)



Porównanie powyższych wariantów

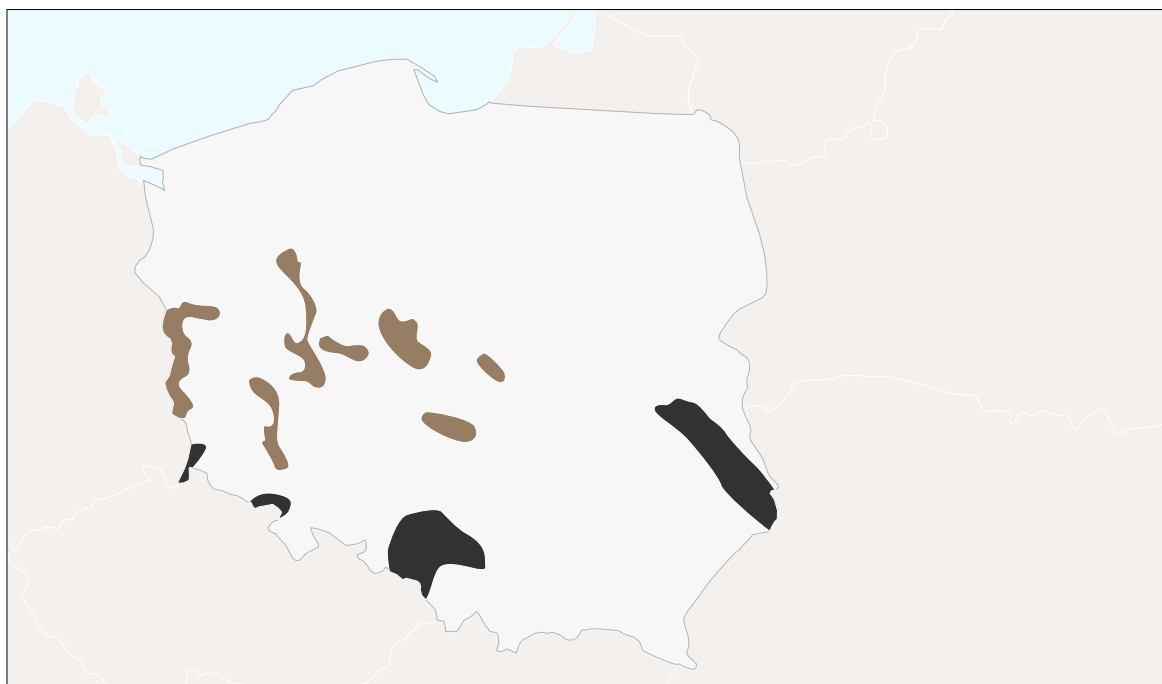


# GÓRNICTWO WĘGLA KAMIENNEGO

Rok 2026 uwidoczni też narastający rozdźwięk między tempem transformacji energetyki a tempem zmian w górnictwie. Podczas gdy system elektroenergetyczny będzie stopniowo wypychał węgiel z miks, sektor wydobywczy – przede wszystkim: sektor węgla kamiennego – pozostanie zakotwiczony w logice utrzymywania zdolności produkcyjnych niezależnie od realnego popytu. Efektem będzie rosnąca nadpodaż, presja na subsydia i kolejne rundy interwencji państwa.

Z kolei węgiel brunatny – pozostając wciąż jednym z kluczowych paliw polskiego systemu energetycznego – będzie szedł w kierunku modelu eksploatacji docierającego do swych fizycznych i ekonomicznych granic. Elektrownie przykopalniane nadal będą pełnić ważną rolę w podstawie systemu, jednak postępujące wyczerpywanie złóż, rosnąca presja polityk klimatycznych oraz istniejące harmonogramy wygaszania sprawią, że sektor wejdzie w fazę zarządzania schyłkiem: bez perspektywy rozwoju, z rosnącymi kosztami utrzymania i coraz mniejszą kompatybilnością z kierunkiem transformacji całej energetyki. Warto zaznaczyć, że 31 grudnia 2026 r. wygasa koncesja na wydobycie z Pola „Bełchatów” (KWB Bełchatów). Działalność kopalni będzie kontynuowana na Polu „Szczerców”.

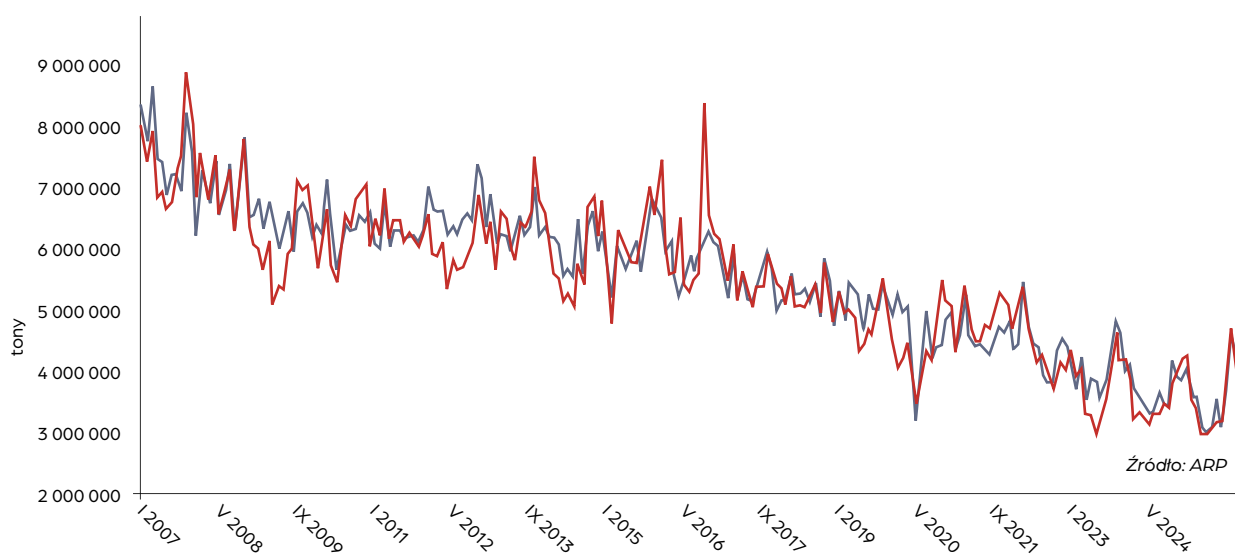
## MAPA ZAGŁĘBI WĘGLOWYCH W POLSCE



● Węgiel brunatny      ● Węgiel kamienny

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny-PIB

W 2025 r. krajowe kopalnie wydobyły 42,8 mln ton węgla kamiennego, co oznacza spadek produkcji o 1,2 mln ton w porównaniu z rokiem 2024 – wynika z danych Agencji Rozwoju Przemysłu. Jednocześnie sprzedaż węgla osiągnęła poziom blisko 43,2 mln ton i była o ponad 0,6 mln ton wyższa niż rok wcześniej, co wskazuje na dalsze zmniejszanie zapasów i krótkookresowe dostosowanie podaży do popytu, mimo utrzymującego się trendu spadkowego po stronie wydobycia.



Źródło: ARP

■ Produkcja węgla netto Węgiel kamienny ogółem (tony)

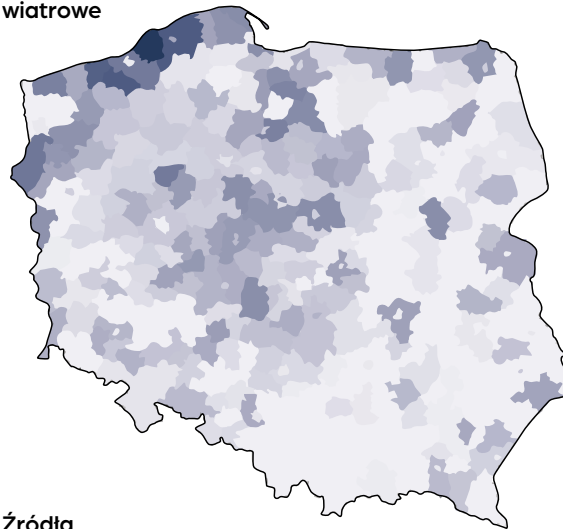
■ Sprzedaż ogółem Węgiel kamienny ogółem (tony)

Kopalnia	Właściciel/spółka	Typ węgla	Wydobycie w 2024 [mln ton]	Województwo
KWB Bełchatów	PGE GiEK	brunatny	34,21	łódzkie
KWB Turów	PGE GiEK	brunatny	7,24	dolnośląskie
LW Bogdanka	LW Bogdanka	kamienny	6,05	lubelskie
KWK ROW	PGG	kamienny	5,94	śląskie
KWK Knurów-Szczygłowice	JSW	kamienny	4,97	śląskie
KWK Borynia-Zofiówka	JSW	kamienny	3,24	śląskie
KWK Piast-Ziemowit	PGG	kamienny	2,75	śląskie
KWK Pniówek	JSW	kamienny	2,41	śląskie
ZG Janina	PKW	kamienny	2,39	małopolskie
KWK Ruda	PGG	kamienny	2,13	śląskie
KWK Budryk	JSW	kamienny	2,01	śląskie
KWK Mysłowice-Wesoła	PGG	kamienny	1,57	śląskie
ZG Sobieski	PKW	kamienny	1,4	śląskie
KWK Bolesław Śmiały	PGG	kamienny	1,16	śląskie
KWK Staszic-Wujek	PGG	kamienny	1,12	śląskie
KWB Sieniawa	KWB Sieniawa	brunatny	1,07	lubuskie
KWB Konin	PAK KWB Konin	brunatny	0,94	wielkopolskie
KWK Silesia	PG Silesia	kamienny	0,84	śląskie
KWK Sośnica	PGG	kamienny	0,76	śląskie
ZG Brzeszcze	PKW	kamienny	0,69	małopolskie i śląskie
ZG EKO-PLUS	EKO-PLUS	kamienny	0,2	śląskie
ZG Siltech	ZG Siltech	kamienny	0,07	śląskie
KWB Adamów	PAK KWB Adamów	brunatny	0	wielkopolskie
KWK Centrum	SRK	kamienny	0	śląskie
KWK Makoszowy	SRK	kamienny	0	śląskie
KWK Pokój 1 - Śląsk	SRK	kamienny	0	śląskie
KWK Wieczorek II	SRK	kamienny	0	śląskie
KWK Mysłowice-Wesoła I	SRK	kamienny	0	śląskie
KWK Anna	SRK	kamienny	0	śląskie
KWK Krupiński	SRK	kamienny	0	śląskie
KWK Jas - Mos-Rydułtowy I	SRK	kamienny	0	śląskie

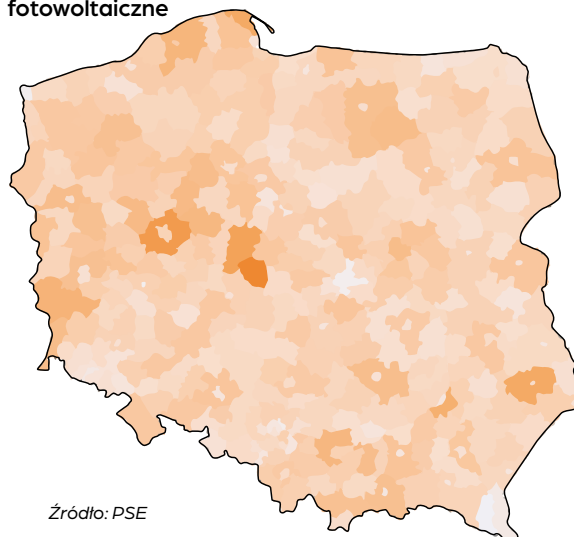
# ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

ROZKŁAD PRZESTRZENNY MOCY ZAINSTALOWANEJ LĄDOWYCH  
ELEKTROWNI WIATROWYCH I ŹRÓDEŁ FOTOWOLTAICZNYCH  
W PODZIALE NA POWIATY

Lądowe elektrownie  
wiatrowe



Źródła  
fotowoltaiczne



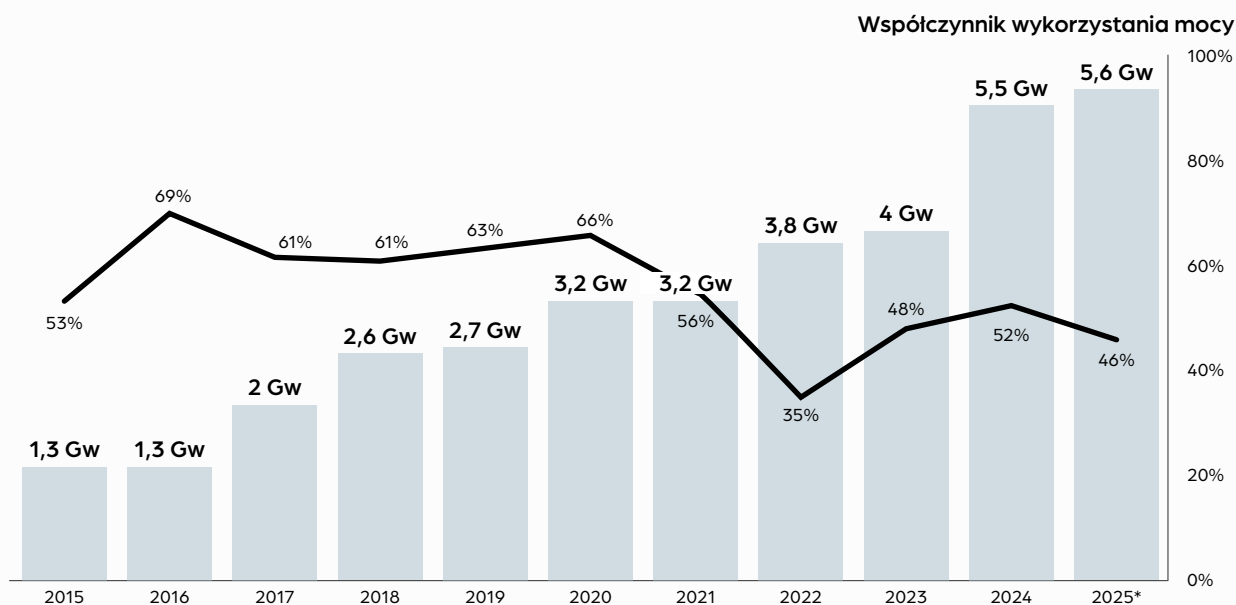
Źródło: PSE

# ENERGETYKA GAZOWA

Polskie Sieci Elektroenergetyczne przewidują, że do 2034 r. zużycie gazu w produkcji energii elektrycznej w Polsce może wzrosnąć do 9,1–10,5 mld m<sup>3</sup>, podczas gdy w 2023 r. wynosiło zaledwie 2,1 mld m<sup>3</sup>. Rosnące zapotrzebowanie na energię oraz zwiększający się udział odnawialnych źródeł wymuszą w ciągu najbliższej dekady podwojenie mocy jednostek gazowych – z obecnych niemal 6 GW do planowanych 12 GW.

W perspektywie 2030 r. przewidziano również wzrost produkcji gazu ziemnego z własnych złóż do 12 mld m<sup>3</sup> rocznie, co oznacza 40-procentowy przyrost w stosunku do 2024 r., przy czym realizacja tego celu ma opierać się głównie na inwestycjach w Polsce i Norwegii. Produkcja krajowa ma wzrosnąć z 3,3 do 4 mld m<sup>3</sup>, natomiast wydobycie w Norwegii ma osiągnąć 6 mld m<sup>3</sup> rocznie, wobec ponad 4,5 mld m<sup>3</sup> w 2024 r., co podkreśla znaczenie współpracy międzynarodowej w zapewnieniu bezpieczeństwa gazowego.

## MOC OSIĄGALNA I WSPÓŁCZYNNIK WYKORZYSTANIA MOCY ŹRÓDEŁ GAZOWYCH



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych ARE i ENTSO-E\*  
\*Wartość tylko za I-VII 2025

Źródło: Forum Energii

### PODSUMOWANIE 2025 ROKU W ENERGETYCE GAZOWEJ

dr inż. Tomasz Włodek  
Prodziekan Wydziału ds. Kształcenia  
Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie

Rok 2025 był wyjątkowy ze względu na rolę gazu ziemnego w transformacji energetycznej Polski. Gaz ziemny powszechnie uważany jako paliwo pomostowe w transformacji energetycznej od kilku lat zwiększa swój udział w krajowym miksie energetycznym, osiągając w 2025 roku poziom 13,9%. Podstawową zaletą energetycznych bloków gazowych jest ich elastyczność, która pozwala kompensować zarówno szczytowe niedobory wynikające ze zmiennej generacji pogodozależnych odnawialnych źródeł energii jak i długotrwałe okresy tzw. „dunkelflaute” występujące jesienią i zimą oraz okresy bardzo wysokiego zimowego zapotrzebowania na energię. Te możliwości utrwalają rolę energetyki gazowej w krajowym bilansie wytwórczym. O ile w przyszłości szczytowe zapotrzebowanie dobowe na gaz częściowo może zostać zastąpione magazynami energii, o tyle w przypadku długich jesienno-zimowych okresów niedoborów generacji z OZE gaz ziemny będzie jedynym nośnikiem mogącym te braki uzupełnić.

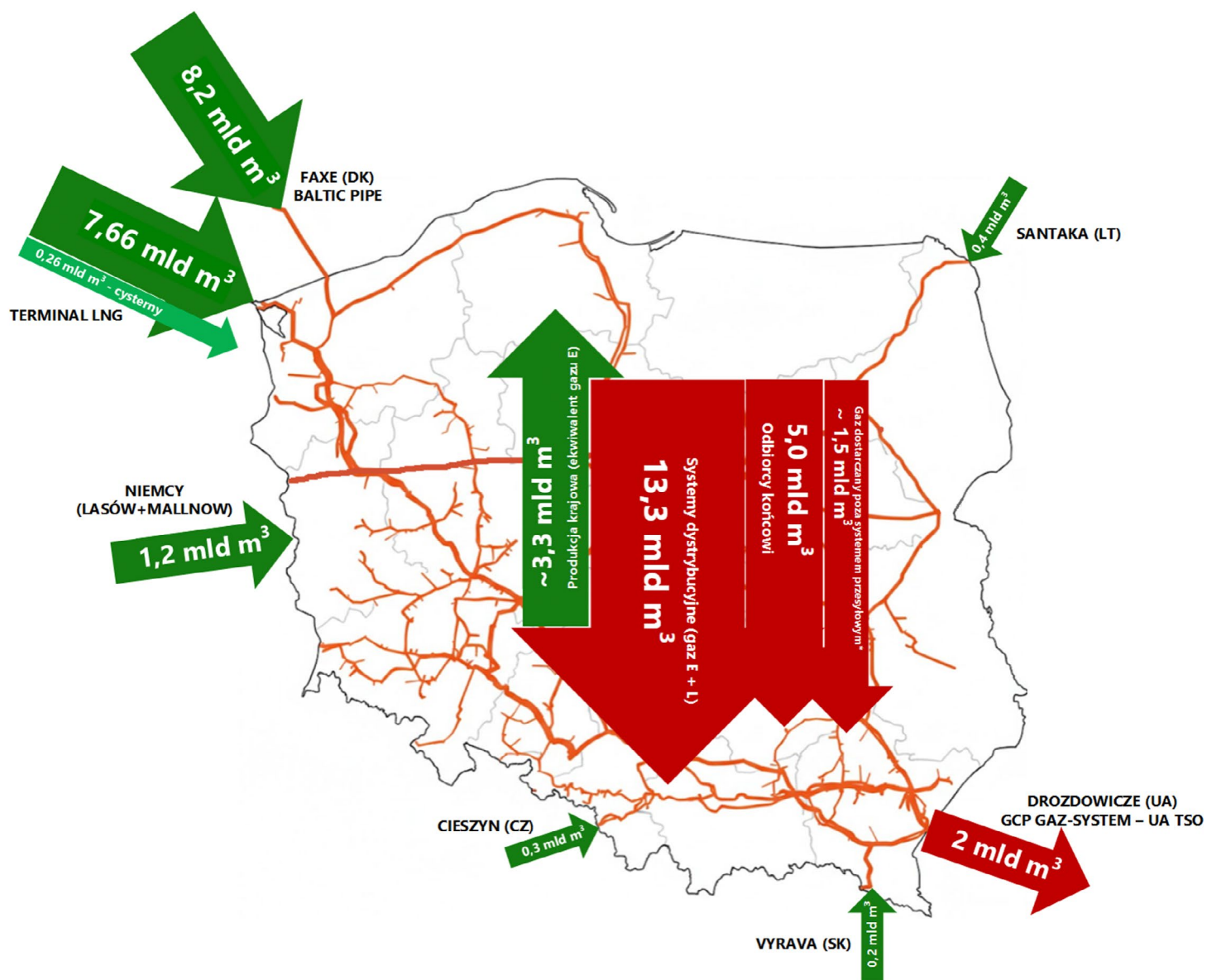
Przekłada się to na zauważalny wzrost całkowitego zapotrzebowania na gaz ziemny i to pomimo spodziewanego już niewielkiego wzrostu udziału gazu a w przyszłości powolnego spadku jego wykorzystania w sektorze komunalnym. W 2025 roku zapotrzebowanie na gaz ziemny gospodarki krajowej wyniosło 18.3 mld m<sup>3</sup> (gaz przesłany do odbiorców przez system przesyłowy) wobec 17.2 mld m<sup>3</sup> w 2024 roku i 15.5 mld m<sup>3</sup> w 2022 roku – roku napaści Rosji na Ukrainę. Łączne zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce w 2025 roku szacunkowo zbliżyło się do 20 mld m<sup>3</sup> (uwzględniając gaz dostarczony poza systemem przesyłowym), a więc było bliskie dotychczas rekordowemu zapotrzebowaniu z 2021 roku. Należy zwrócić również uwagę, że odbiorcy końcowi systemu przesyłowego (w tym energetyka gazowa) w 2025 roku odebrali rekordowe 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego i prawdopodobnie wynik ten zostanie wyraźnie przekroczony w 2026 roku.

Rosnące zapotrzebowanie na gaz ziemny wymaga stabilnych dostaw. Wieloletnia rozbudowa polskiego systemu przesyłowego, rozbudowa Terminala LNG w Świnoujściu, budowa Baltic Pipe i nowych połączeń międzysystemowych z Litwą i ze Słowacją pozwoliła na zabezpieczenie nowych kierunków i odpowiednich wolumenów dostaw. Obecnie głównymi kierunkami dostaw gazu do Polski są: gazociąg Baltic Pipe, którym dostarczano gaz ziemny z szelfu norweskiego (ok. 8.2 mld m<sup>3</sup> w 2025 r.) oraz Terminal LNG, przez który dostarczono łącznie ok. 7.9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (7.66 mld m<sup>3</sup> do krajowego systemu przesyłowego oraz ok. 0.26 mld m<sup>3</sup> poprzez załadunek na cysterny).

W kierunkach dostaw LNG dominowały Stany Zjednoczone (ok. 5.6 mld m<sup>3</sup> poregazyfikacji) oraz Katar (ok. 2 mld m<sup>3</sup> poregazyfikacji). Należy podkreślić kluczowe znaczenie tzw. „bramy północnej”, przez którą dostarczono ponad 80% gazu ziemnego zużywanego w 2025 roku w Polsce. Nadal istotne znaczenie ma utrzymująca się na podobnym poziomie produkcja krajowa gazu ziemnego i wynosząca ok. 3.3 mld m<sup>3</sup> rocznie. Pozostałe kierunki dostaw miały mniejsze znaczenie, jednak należy zaznaczyć, że ok. 1.2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego dostarczono do Polski przez Niemcy, ok. 0.4 mld m<sup>3</sup> przez Litwę, ok. 0.3 mld m<sup>3</sup> przez Czechy i ok. 0.2 mld m<sup>3</sup> przez Słowację.

Polska również zaczyna pełnić rolę „hubu” gazowego na Europę Środkową i Wschodnią, w 2025 roku przestano na Ukrainę ok. 2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. W najbliższych latach ambitne plany podjęcia roli regionalnego hubu gazowego wymagać będą zwiększenia technicznych możliwości dostaw gazu – w tym kontekście kluczowa jest budowa Terminalu FSRU w Zat. Gdańskiej.

**KIERUNKI DOSTAW GAZU ZIEMNEGO DO I Z POLSKI ORAZ ZAPOTRZEBOWANIE KRAJOWE W 2025 R.**



# MORSKA ENERGETYKA WIATROWA

Perspektywy morskiej energetyki wiatrowej w Polsce przedstawiają się korzystnie. Bałtyk charakteryzuje się płytkimi wodami, niższymi falami i niewielkimi pływami, co wymiennie ułatwia budowy fundamentów MFW oraz obniża koszty inwestycji. Dodatkową zaletą jest średnia prędkość wiatru, wynosząca 8–10 m/s na wysokości 100 m – stawia to Morze Bałtyckie wśród najlepszych lokalizacji na świecie dla tego typu projektów.



Zdaniem Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW), potencjał polskiej morskiej energetyki wiatrowej wynosi aż 33 GW. W teorii taka ilość mocy mogłaby pokryć 57 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną naszego kraju, jednak to wartość teoretyczna. Obecnie najbardziej optymistyczne plany zakładają zapewnienie polskiemu systemowi elektroenergetycznemu ok. 18 GW mocy do 2040 roku, a najbardziej realistyczne – 7 GW z obecnie procedowanych inwestycji. Należą do nich:

Nazwa Projektu	Deweloperzy	Moc (MW)	Status (Styczeń 2026)	Harmonogram	Kluczowe Firmy i Local Content
<b>Baltic Power</b>	ORLEN / Northland Power	~1200	W budowie (Instalacja na morzu). Pierwsze turbiny zamontowane. Najbardziej zaawansowany projekt.	2026 (Pierwsze dostawy energii elektrycznej)	<b>Turbiny:</b> Vestas (15 MW) <b>Baza:</b> Łeba (gotowa) <b>Local Content:</b> Prace budowlane bazy, konstrukcje stalowe (częściowo).
<b>MFW Baltica 2</b>	PGE / Ørsted	~1500	FID podjęte. Faza konstrukcyjna. Przygotowanie do prac morskich.	2027 (Planowane uruchomienie)	<b>Turbiny:</b> Siemens Gamesa (14 MW) <b>Przyłącze lądowe:</b> Polimex Mostostal / GE Vernova <b>Baza:</b> Ustka
<b>Bałtyk II</b>	Polenergia / Equinor	720	FID podjęte. Prace lądowe w toku.	2028 (Pełna eksploatacja)	<b>Kable:</b> Tele-Fonika Kable (PL) <b>Turbiny:</b> Siemens Gamesa <b>Fundamenty:</b> Rambøll (projekt) <b>Baza:</b> Łeba
<b>Bałtyk III</b>	Polenergia / Equinor	720	FID podjęte. Prace lądowe w toku.	2028 (Pełna eksploatacja)	Bliźniaczy łańcuch dostaw z Bałtyk II
<b>BC-Wind</b>	Ocean Winds (EDP/Engie)	~390-500	Financial Close. Start budowy lądowej w 2026.	2028 (Pierwsze dostawy energii elektrycznej)	<b>Stacja lądowa:</b> P&Q (PL) <b>Kable:</b> Tele-Fonika Kable (PL) Instalacja: Cadeler
<b>F.E.W. Baltic II</b>	PGE (zakup od RWE)	350	Transakcja zakupu w toku (finalizacja Q1 2026). Decyzja środowiskowa jest.	bd. (Zależny od nowego właściciela)	Projekt przejęty w celu konsolidacji portfela PGE.
<b>MFW Baltica 3</b>	PGE / Ørsted	~1045	Opóźniony/Rekonfiguracja. Planowane pozwolenie na budowę w 2026.	2029 (Szacunkowo)	Część synergii zakupowych z Baltica 2.
<b>Bałtyk I</b>	Polenergia / Equinor	1560	Zwycięzca Aukcji II Fazy (Grudzień 2025). Największy projekt II fazy.	2032 (Planowane)	Kontynuacja współpracy z dostawcami z projektów Bałtyk II/III.
<b>MFW Baltica 9</b>	PGE	975	Zwycięzca Aukcji II Fazy (Grudzień 2025).	2032 (Planowane)	Nowy projekt na Ławicy Środkowej.
<b>Baltic East</b>	Orlen Neptun	900	Zwycięzca Aukcji II Fazy (Grudzień 2025).	2032 (Planowane)	Synergie operacyjne z Baltic Power.

Warto zaznaczyć, że na budowie offshore mogą skorzystać również polscy przedsiębiorcy. Według danych Banku Gospodarstwa Krajowego (BGK) 30–40 proc. wartości projektów finansowanych z KPO na MFW (9,8 mld zł) przypadło lokalnym dostawcom. Polski łańcuch dostaw może wygenerować nawet 63 tys. nowych miejsc pracy w sektorach powiązanych z morskimi elektrowniami wiatrowymi: portami, logistycę, produkcji i usługach serwisowych. Inwestycje w offshore mogą przełożyć się na 70–133 mld zł przyrostu PKB oraz 80 mld zł zamówień na produkty w ramach łańcucha dostaw – w którym już teraz działa ok. 100 rodzimych podmiotów.

Obecnie to infrastruktura portowa pozostaje jednym z najbardziej newralgicznych, wąskich gardeł polskiego planu offshore. W Porcie Gdańsk, na terenie Baltic Hub, powstaje dedykowany terminal instalacyjny, dla którego w lipcu 2025 roku Komisja Europejska zatwierdziła pomoc publiczną w wysokości 194 mln euro z Krajowego Planu Odbudowy (KPO). Całość prac konstrukcyjnych ma się zakończyć do połowy 2026 roku.

Z kolei terminal instalacyjny Orlen Neptun w Świnoujściu poinformował o opóźnieniach w harmonogramie, dlatego też część operacji logistycznych dla polskich farm (w tym transport wiatraków) może być realizowana z duńskiego portu Rønne na Bornholmie.

Budowa baz serwisowych w Łebie, Ustce i Władysławowie przebiega sprawnie, a do kluczowych polskich graczy w łańcuchu dostaw dla morskich farm wiatrowych znajdują się takie firmy jak: Tele-Fonika Kable (TFKable), Polimex Mostostal, P&Q, Mostostal Warszawa / Mostostal Pomorze czy Gdańska Stocznia Remontowa.

W grudniu 2025 roku przeprowadzono w Polsce pierwszą aukcję w ramach drugiej fazy wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej. Przystąpiło do niej czterech wytwórców, a wyłoniono trzech zwycięzców. W wyniku rozstrzygnięcia aukcji powstaną morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 3,435 GW (z 4 GW możliwych):

- ORLEN Neptun VIII Sp. z o.o. – Morska Farma Wiatrowa Baltic East, o mocy zainstalowanej elektrycznej 900 MW;
- Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 Sp. z o.o. – MFW Baltica 9, o mocy zainstalowanej elektrycznej 975 MW;
- MFW Bałtyk I S.A. – MFW Bałtyk I, o mocy zainstalowanej elektrycznej 1560 MW

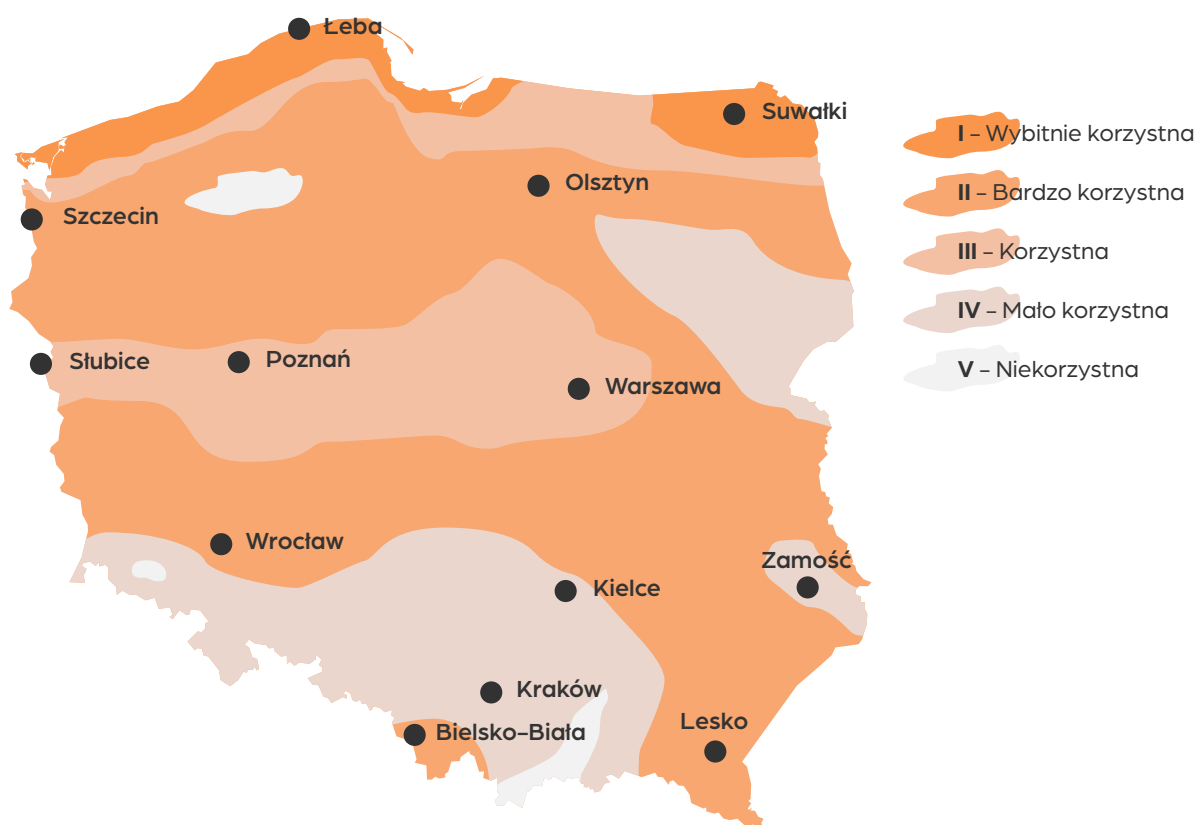
# LĄDOWA ENERGETYKA WIATROWA

Lądowa energetyka wiatrowa jest jednym z fundamentów transformacji energetycznej i bezpośrednim wsparciem dla rozwijanej fotowoltaiki. W 2025 roku moc zainstalowana farm wiatrowych przekroczyła barierę 10 GW i stanowiła niemal 29 proc. całkowitej mocy wszystkich odnawialnych źródeł energii w Polsce. W 2025 roku farmy onshore wyprodukowały 2,68 TWh energii elektrycznej, co stanowiło ponad 18,6% całkowitej krajowej produkcji energii.

Niemniej jednak ze względu na zamęt legislacyjny związany z zawetowaniem tzw. ustawy wiatrakowej, część inwestycji spowolniła i będzie musiała nadal dostosowywać się do dotychczasowych regulacji (m.in. 700 m odległości od zabudowań mieszkalnych). Decyzja o utrzymaniu poprzedniej odległości powoduje, że zaledwie 1100 gmin w skali kraju dysponuje terenami, które mogłyby zostać przeznaczone na budowę farm wiatrowych.

## STREFY ENERGETYCZNE WIATRU W POLSCE

MEZOSKALA



Obecnym liderem polskiej lądowej energetyki wiatrowej jest Grupa Tauron, która dąży do osiągnięcia 4,3 GW mocy w OZE w swoim portfelu inwestycyjnym do 2035 roku. W latach 2024 – 2025 Tauron prowadził równoległą budowę kilku farm o łącznej mocy przekraczającej 160 MW (nie licząc flagowego projektu w Miejskiej Górcie, wynoszącego 190,8 MW), finalizuje również projekty w Sieradzu, Warblewie, Mierzynie, Gamowie i Nowej Brzeźnicy. Wśród rodzimych liderów znajduje się również Grupa Polsat Plus, poprzez spółki celowe i ramię energetyczne PAK. Inwestycja w farmę Drzeżewo o mocy blisko 139 MW pozycjonuje tę grupę jako jednego z największych prywatnych producentów zielonej energii w Polsce.

Pod względem udziału polskich firm w łańcuchu dostaw, w przypadku lądowych farm wiatrowych sytuacja przedstawia się jeszcze lepiej niż dla ich morskich odpowiedników. Realizacja farmy wiatrowej to w około 30–40 proc. kosztów prace budowlane (fundamenty, drogi, place) oraz elektryczne (stacje transformatorowe, linie kablowe). Liderami zestawień pozostają firmy takie jak: Onde S.A., Grupa ERBUD czy Enprom, a także Tele-Fonika Kable (TFKable).

Nazwa Projektu	Inwestor (Właściciel)	Moc (MW)	Lokalizacja (Woj., Gmina)	Status Inwestycji (Stan na 2025/2026)	Planowane Uruchomienie	Wykonawca / Dostawca Turbin	Uwagi / Local Content (LC)
<b>Miejska Górk</b>	Grupa TAURON	190,8 MW	Wielkopolskie (Miejska Górk)	W budowie (Fundamenty gotowe 08.2025)	II kw. 2027	Nordex (53 turbiny, wieże 134m)	Druga co do wielkości farma w Polsce. LC: Budowa dróg i sieci przez polskie firmy podwykonawcze.
<b>Drzeżewo</b>	Grupa Polsat Plus (Eviva)	138,6 MW	Pomorskie (Główczyce, Potęgowo)	Final budowy (Rozruch tech. 08.2025)	IV kw. 2025	Vestas (63 turbiny)	Finansowanie przez konsorcjum polskich banków. LC: Onde (wykonawca robót budowlanych).
<b>Sieradz</b>	Grupa TAURON	23,8 MW	Łódzkie (Wróblew)	W budowie / Finalizacja	IV kw. 2025	6x3,3 MW + 2x2,0 MW	Wysoka produktywność. LC: Infrastruktura budowlana.
<b>Mierzyn</b>	Grupa TAURON	58,5 MW	Zachodniopomorskie	W budowie	2025	b.d.	-
<b>Warblewo</b>	Grupa TAURON	30 MW	Pomorskie (Słupsk)	W budowie / Rozruch	Przełom 2024/2025	Vestas V100 (15 sztuk)	Projekt przejęty i dokończony. Refinansowanie PKO BP.
<b>Gamów</b>	Grupa TAURON	33 MW	Śląskie	W budowie	2025	b.d.	-
<b>Nowa Brzeźnica</b>	Grupa TAURON	19,6 MW	Łódzkie	W budowie	II kw. 2025	b.d.	-
<b>Człuchów</b>	Onde (Portfel własny)	b.d.	Pomorskie	W budowie	2025	b.d.	Projekt realizowany w modelu deweloperskim przez wykonawcę (Onde).
<b>Bejsce</b>	Grupa Enea	19,8 MW	Świętokrzyskie	Uruchomiona	10.2025 (oficjalne otwarcie)	b.d.	Pierwsza duża nowa inwestycja wiatrowa Enei od dłuższego czasu.
<b>Baranów-Rychtal</b>	VSB Energie	42,6 MW	Wielkopolskie (Kępno)	Operacyjna	Oddana 2023/2024 (dla kontekstu)	Nordex N131/ N117 (11 turbin)	Energia zasila sieć Energa Operator. LC: Prace budowlane lokalne.
<b>Dębsk</b>	Polenergia	121 MW	Mazowieckie (Żuromin)	Operacyjna	Oddana (dane historyczne)	Vestas V110 (55 turbin)	Jedna z największych w historii. LC: Wysoki udział polskich firm budowlanych.
<b>Grabowo</b>	Polenergia	44 MW	Podlaskie (Kolno)	Operacyjna	Oddana (pozwolenie 07.2023)	Vestas V110 (2,2 MW)	-
<b>Mława</b>	Inwestor Zagraniczny	37,4 MW	Mazowieckie	Operacyjna	-	Vestas (17 turbin)	-

# ENERGETYKA JĄDROWA

Energetyka jądrowa w Polsce w 2026 r. nadal pozostaje projektem strategicznym i wyczekiwany przez system elektroenergetyczny, choć uruchomienie pierwszego bloku wielkoskalowej elektrowni wciąż jest kwestią ok. dekady lat. Co ciekawe, PSE spodziewają się, że do 2036 r. nad Wisłą działać będzie już 1,2 GW mocy w małych modułowych reaktorach jądrowych (tzw. SMR)

Niemniej, filarem polskiego atomu mają być duże bloki. Budowa pierwszej elektrowni (Choczewo) została zabezpieczona nie tylko planami inwestycyjnymi państwa, lecz także zgodą Komisji Europejskiej na finansowanie publiczne, co otwiera drogę do stabilnego finansowania i znacząco zmniejsza ryzyko polityczne. Oczekuje się, że wkrótce spółka Polskie Elektrownie Jądrowe podpisze umowę EPC (Engineering, Procurement, Construction) z wybranym konsorcjum międzynarodowym Westinghouse-Bechtel, co formalnie uruchomi proces realizacji pierwszej dużej elektrowni. Ta inwestycja będzie nie tylko największą w historii polskiego systemu energetycznego, ale też sprawdzianem zdolności państwa do realizacji projektów o skali strategicznej.

Według zapowiedzi rządu, w 2026 r. mają też pojawić się pierwsze informacje na temat kolejnych lokalizacji elektrowni jądrowych. Faworytami są Bełchatów oraz Konin.

## POTENCJALNE LOKALIZACJE ELEKTROWNI JĄDROWYCH



Jednocześnie SMR stają się coraz bardziej realną opcją uzupełniającą. Ich zaletą jest elastyczność, mniejsze wymagania lokalizacyjne i krótszy czas budowy w porównaniu do dużych bloków, co pozwala na szybkie reagowanie na rosnące zapotrzebowanie w wybranych regionach. Choć pojedyncze moduły nie zapewnią mocy porównywalnej z klasycznymi elektrowniami, w agregacie mogą znacząco zwiększyć stabilność systemu, szczególnie w godzinach szczytowych i okresach niskiej produkcji OZE.

Najbardziej obiecującym obecnie projektem SMR jest przedsięwzięcie Orlenu i Synthosu, wykorzystujące technologię GE-Hitachi BWRX-300. Pierwsze jednostki tego rodzaju mają stanąć we Włocławku i w Stawach Monowskich.



# WYDOBYCIE MIEDZI

Miedź nazywana jest „ropą XXI wieku”, przede wszystkim ze względu na jej szeroki wachlarz zastosowania we współczesnej energetyce i gospodarce. Według raportu Konferencji Narodów Zjednoczonych ds. Handlu i Rozwoju (UNCTAD) globalny popyt na miedź może wzrosnąć o ponad 40 proc. do 2040 roku. Metal został wpisany na listę surowców krytycznych Amerykańskiej Służby Geologicznej (USGS) oraz do Europejskiego aktu w sprawie surowców krytycznych (CRMA). Szacowana luka w podaży miedzi wynosi ok. 13 mln ton w 2035 roku i nawet do 30 mln ton w 2050 roku. Przed nami minimum 20 lat globalnego boomu miedziowego.

Miedź jest szeroko wykorzystywana w energetyce. Przykładowo, turbina wiatrowa o mocy 3 MW może zawierać nawet 4,7 tony miedzi, a elektrownia słoneczna o mocy 1 MW – do 4,5 tony miedzi.auta elektryczne z akumulatorem potrzebują 83 kg miedzi, autobusy – nawet do 370 kg. Nie wspominając o wykorzystaniu metalu przy produkcji okablowania, niezbędnych do budowy sieci elektroenergetycznych.

Polska posiada doświadczenie w sektorze górnictwym, również związanym z miedzią. Polska firma KGHM Polska Miedź S.A. to światowy gigant, wydobywający i przetwarzający miedź oraz inne metale, przede wszystkim srebro. Firma powstała na bazie odkrycia

złóż miedzi w Polsce, które zawierają również wysokie stężenie srebra. Z tego powodu KGHM jest czołowym producentem srebra na świecie. Srebro generuje ok. 17 proc. przychodów spółki.

W segmencie miedzi (odpowiadającym za ok. 75 proc. przychodów), KGHM pozostaje w globalnej 10. Największych producentów górniczych, z produkcją miedzi płatnej na poziomie 729,7 tys. ton w 2024 roku. W okresie pierwszych trzech kwartałów 2025 roku Grupa Kapitałowa KGHM osiągnęła przychody na poziomie 25 871 mln zł, a EBITDA za trzy kwartały 2025 roku wyniosła 6 186 mln zł (wzrost o niemal 44 proc. w porównaniu do 2024 roku). Do kluczowych odbiorców miedzi przetworzonej w KGHM należą Polska, Niemcy, Chiny i Azja oraz Ameryka Północna i Południowa.

W Polsce funkcjonują trzy kopalnie miedzi należące do KGHM: Zakłady Górnicze Lubin (156 mln funtów miedzi w 2024 roku), Zakłady Górnicze Polkowice-Sieroszowice (ok. 430 mln funtów miedzi w 2024 roku) oraz Zakłady Górnicze Rudna (ok. 338 mln funtów miedzi rocznie). Do inwestycji zagranicznych należą takie kopalnie jak Sierra Gorda S.C.M. w Chile, gdzie KGHM posiada 55 proc. udziałów, Zagłębie Sudbury i Projekt Ajax w Kanadzie oraz Kopalnia Robinson w USA.

Zgodnie z danymi przedstawionymi w raporcie EY „2025 – Rok Przełomu w polityce surowcowej Polski” oraz dokumentami Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego (PIG-PIB) obszary perspektywiczne występowania złóż miedzi w Polsce mogą wynosić nawet 165 mln ton, a znaczna część z nich (nawet do 98 mln ton) występuje na głębokościach, gdzie możliwa byłaby eksploatacja opłacalna ekonomicznie. W celu dokładniejszego udokumentowania złóż niezbędne są dalsze odwierty i prace eksploracyjne, jednak prawdopodobieństwo ich potwierdzenia jest bardzo wysokie. Większość z nich znajduje się na Ziemi Lubuskiej (Nowa Sól, Sulmierzyce Północ, Żary i Mozów).

Zdaniem Jordana Pandoffa z Lumina Metals jest to „największe odkrycie złóż miedzi w Europie od lat 50. XX wieku i jedno z największych na świecie”. „Zasoby te należą do dwóch najbardziej zasobnych, niewykorzystanych projektów pod względem zawartości metalu, co czyni je absolutnie wyjątkowymi” – deklaruje Pandoff.

Złóża obecnie eksploatowane przez KGHM znajdują się do głębokości 1500 m.p.p.t. i zapewnią wydobywanie na ok. 50 lat, jednak możliwe jest dotarcie do głębszych pokładów metalu. W teorii ich eksploatacja mogłaby zapewnić nawet kolejne 300 lat wydobywania oraz 60 lat importu do Unii Europejskiej.

# WODÓR

---

## **ENERGETYKA WODOROWA W POLSCE potencjał i realizowane projekty**

SGH, kierownik studiów podyplomowych Gospodarka wodorowa.

---

Energetyka wodorowa stanowi jeden z kluczowych kierunków transformacji energetycznej w Europie i na świecie. Wodór jako uniwersalny nośnik energii, może odegrać istotną rolę w dekarbonizacji sektorów, w których elektryfikacja jest trudna lub kosztowna, takich jak przemysł ciężki, transport dalekobieżny czy magazynowanie energii na dużą skalę<sup>1</sup>. Wodór jest nośnikiem energii i może być wyprodukowany z innych surowców. W zależności od technologii wyróżnia się wodór szary, niebieski oraz zielony. Kluczowe znaczenie w polityce klimatycznej ma zielony wodór, produkowany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii odnawialnej.

W Polsce kluczowym dokumentem planistycznym pokazującym miejsce wodoru jest Polska Strategia Wodorowa do 2030 roku z perspektywą do 2040 r<sup>2</sup>. Cele Polski został zapisany jako „stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki”<sup>3</sup>. Strategia obejmuje zastosowanie wodoru w energetyce i ciepłownictwie, transporcie i przemyśle.

---

<sup>1</sup> International Energy Agency, Global Hydrogen Review, 2023.

Zaplanowano, iż proces wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce przebiega etapowo:

- Etap I (2021–2025): rozwój projektów pilotażowych, budowa pierwszej infrastruktury produkcyjno-dystrybucyjnej, opracowanie krajowego systemu certyfikacji wodoru.
- Etap II (2026–2030): komercjalizacja technologii, powstanie regionalnych dolin wodorowych oraz rozbudowa sieci przesyłowej i stacji tankowania.
- Etap III (po 2030): integracja rynku wodorowego z systemem energetycznym, pełne wdrożenie zielonego wodoru w przemyśle, energetyce i transporcie.

Zgodnie ze strategią znajdujemy się w II etapie jej realizacji. Niewątpliwie Polska posiada duży potencjał w zakresie rozwoju gospodarki wodorowej z dwóch powodów. Po pierwsze produkujemy ponad 1 mln ton wodoru rocznie, co prawda nie zielonego wodoru jednak umiemy się z nim obchodzić i nasz przemysł tworzy popyt na ten produkt. Wykorzystanie w procesie dekarbonizacji wodoru w przemyśle petrochemicznym, hutniczym i nawozów w obecnym systemie regulacyjnym Unii Europejskiej wydaje się kluczowym elementem zapewniającym konkurencyjność tych sektorów. Po drugie, dzięki swojemu położeniu oraz możliwości magazynowania wodoru w pokładach soli kamiennej i wysadów solnych możemy być istotnym hubem tego gazu w Europie. Istotnym zagrożeniem z perspektywy realizacji tego celu strategicznego jest budowa wodorociągu południowego między Ukrainą, przez Słowację, Czechy do Niemiec. Analiza projektu **Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu** wskazuje, iż bez wodoru Polska nie będzie w stanie osiągnąć celów dekarbonizacji.

Obecny stan realizacji budowy gospodarki wodorowej można określić jak wstępny. Przyjęty model to budowa infrastruktury przesyłu oraz lokalnych dolin wodorowych. W tym zakresie Gaz System S.A. w 2023 roku przyjęła swoją Strategię rozwoju, która zakłada rozwój rynku wodoru i jego pochodnych. Ten przełom zaowocował w przeprowadzeniu badania rynku pod kontem zapotrzebowania na budowę infrastruktury oraz wnioskami o wpisaniu na listę projektów PCI (Projects of Common Interest) następujących projektów: Nordycko – Bałtycki korytarz wodorowy, **krajowy szkielet wodorowy** obejmujący infrastrukturę łączącą krajowych producentów wodoru, źródła importowe, magazyn wodoru w Damasławku z odbiorcami

<sup>2</sup> Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polska Strategia Wodorowa do 2030 r., Warszawa 2021.

<sup>3</sup> [https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030 s.4](https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-s.4)

<sup>4</sup> ROZPORZĄDZENIE DELEGOWANE KOMISJI (UE) 1 grudnia 2025  
[https://energy.ec.europa.eu/document/download/f3358e26-6bec-444b-8024-05385c28d00c\\_en?filename=delegated-regulation-second-union-list-projects-common-and-mutual-interest\\_Annex\\_en.PDF](https://energy.ec.europa.eu/document/download/f3358e26-6bec-444b-8024-05385c28d00c_en?filename=delegated-regulation-second-union-list-projects-common-and-mutual-interest_Annex_en.PDF)

końcowymi i ew. lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi, **magazyn wodoru w Damasławku, Pomorski Klaster Zielonego Wodoru**.<sup>4</sup> Na listę KE wpisała Nordycko – Bałtycki korytarz wodorowy oraz Pomorski Klaster Zielonego Wodoru. Równocześnie 27 października 2025 r. Prezes URE wydał decyzję w sprawie udzielenia operatorowi systemu przesyłowego wodorowego (OSPw) Gaz System S.A., odstąpienia od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw gazowych na czas oznaczony od 5 sierpnia 2026 r. do 30 czerwca 2039 r.<sup>5</sup> Tym samym w tej fazie rozwoju gospodarki wodorowej osiągnięto regulacyjną zdolność do realizacji tego zadania.

Co ciekawe z zebranych danych ankietowych (tzw. badania rynku) wynika, że planowana moc elektrolizerów w 2030 roku wyniesie 5,6 GWe, a docelowa moc elektrolizerów w 2050 roku osiągnie poziom 9 GWe. natomiast w Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku przewidziano zainstalowanie mocy elektrolizerów na poziomie 2 GWe. Biorąc pod uwagę jedną z podstawowych zasad rynku, iż on ma zawsze rację zakładana dynamika rozwoju gospodarki wodorowej będzie szybsza niż zawarte dane w Strategii Wodorowej.

Ważnym czynnikiem rozwoju gospodarki wodorowej są doliny wodorowe realizujące raczej mniejsze projekty produkcji i wykorzystania wodoru na poziomie regionalnym oraz mechanizmy wsparcia. 14.10.2025 BGK S.A. zawarła z pięcioma podmiotami umowy o pomocy bezzwrotnej na kwotę 2,1 mld złotych (343 MW) na budowę instalacje do produkcji wodoru zielonego lub niskoemisyjnego w ramach KPO<sup>6</sup>. Wsparcie uzyskały Orlen S.A. – 1 215,7 mln zł, Lotos Green H2 sp. z o.o. – 523,2 mln zł, Tauron Inwestycje sp. z o.o. – 127,8 mln zł, Promet-Plast S.C. – 123,2 mln zł, Bioagra S.A. – 127,6 mln zł.

W zakresie badań ciekawą jest Polska inicjatywa Geo-Hydrogen, czyli interdyscyplinarny projekt, w którym uczestniczą m.in. Akademia Górniczo-Hutnicza (AGH), Państwowy Instytut Geologiczny (PIG-PIB), Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE PAN) oraz ORLEN S.A.. Konsorcjum ta prowadzi badania nad występowaniem naturalnego wodoru w naszym kraju, analizując dane geologiczne, które powstały m.in. w wyniku wcześniejszych odwiertów poszukiwawczych ropy i gazu. Odnalezienie białego wodoru ekonomicznie opłacalnego w wydobywaniu byłaby czynnikiem zmieniającym zasady gry dla Polski

<sup>5</sup> decyzja została wydana zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy Prawa Energetyczne operator systemu przesyłowego gazowego jest operatorem systemu przesyłowego wodorowego do 4 sierpnia 2026 r. ).

<sup>6</sup> KPO „B2.1.1. Inwestycje w technologie wodorowe, wytwarzanie, magazynowanie i transport wodoru”.

# Energetyka **24**

## GRUPA DEFENCE24

[www.defence24.pl](http://www.defence24.pl)

[www.defence24.com](http://www.defence24.com)

[www.energetyka24.com](http://www.energetyka24.com)

[www.cyberdefence24.pl](http://www.cyberdefence24.pl)

[www.space24.pl](http://www.space24.pl)

[www.infosecurity24.pl](http://www.infosecurity24.pl)

+48 22 8900295

[redakcja@defence24.pl](mailto:redakcja@defence24.pl)

ul. Foksal 18

00-372 Warszawa

Warszawa 2026