

Marzec 2025

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt MAY25) od końca lutego osłabiły się z poziomu 73 USD/b do prawie 69 USD/b w pierwszej dekadzie marca. Obawy o wzrost gospodarczy przy chaotycznej polityce celnej USA oraz cłach odwetowych innych państw, skutecznie ciążyły na cenach surowca. **Możliwe spowolnienie gospodarcze, oznaczałoby spadek popytu na paliwa. Ponadto zapowiedziany od kwietnia wzrost wydobycia ropy przez kraje OPEC+ wraz z możliwym powrotem rosyjskich surowców, wzmogły obawy o nadpodaż na globalnym rynku** i osłabiły ceny giełdowe. Rozmowa Prezydentów USA i Rosji rozwiązała jednak perspektywę szybkiego poluzowania sankcji Zachodu na rosyjski przemysł naftowy, co wzmocniło ceny ropy naftowej od połowy marca. Przyczyną wzrostu notowań Brenta powyżej 70 USD/b była eskalacja napięcia na Bliskim Wschodzie. Stany Zjednoczone zadeklarowały kontynuowanie ataków na pozycje Huti w Jemenie, oskarżając dodatkowo Iran o finansowe i militarne wsparcie bojówek². Kilka dni później ogłoszono kolejne **sankcje USA na podmioty umożliwiające handel irańską ropą naftową**, a w obecnym tygodniu 25% cła wtórne na państwa kupujące ropę i gaz z Wenezueli. Skutkiem był wzrost cen Brenta powyżej 73 USD/b.

1) Dane LSEG (Reuters).

2) Dane Bloomberg.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



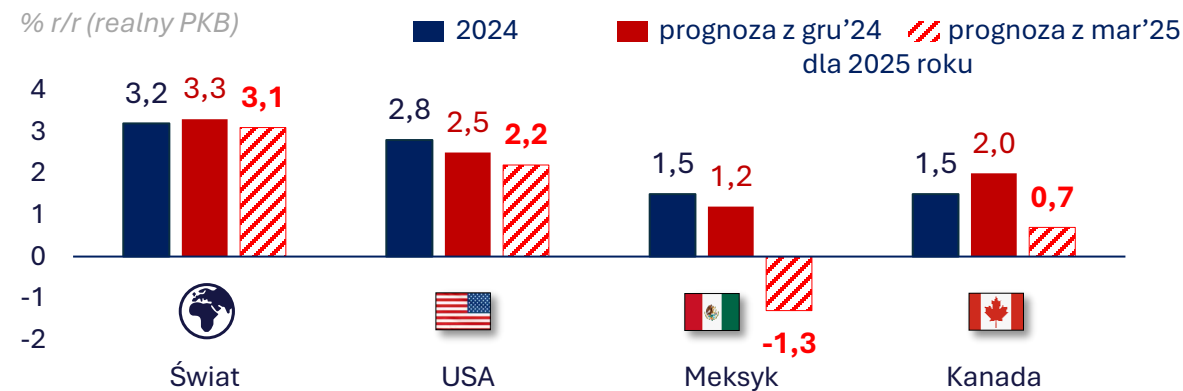
Ropa naftowa (Brent)

Organizacja OECD w marcowym raporcie obniżyła prognozę globalnego wzrostu gospodarczego w 2025 roku do 3,1%, ostrzegając przed kolejnymi barierami handlowymi, napędzającymi inflację i spowalniającymi wzrost PKB. Nową politykę handlową USA najbardziej odczuje Meksyk, którego gospodarka może się skurczyć o 1,3% w obecnym roku, zaś wzrost w Kanadzie spowolni do 0,7% r/r³. Agencja US EIA podkreśliła z kolei, że cła odwetowe mogą osłabić popyt na paliwa, jednak wstrzymała się z rewizją prognoz do ich wprowadzenia w kwi'25. EIA postrzega sankcje na Iran oraz Wenezuelę, jako wzmacniające napięcie na rynku fizycznym w okresie letnich podróży, co poskutkowało podwyższeniem prognoz cen ropy w 3Q25. Zmiana podejścia USA do obydwu krajów przełożyła się na wzrost oczekiwanych cen Brenta w 2026 roku do 68 USD/b (z 66 USD/b)⁴. W zeszłym tygodniu USA objęły sankcjami chińską rafinerię i terminal, korzystające irańskiej ropy oraz kolejne tankowce floty cienia⁵. W lutym eksport ropy z Iranu spadł do 1,4 mln b/d. W kwestii Wenezueli, 25% cła wtórne USA mogą dotknąć głównie Chiny, które sprowadzały ok. 500 tys. b/d ropy z tego kierunku oraz zniechęcić chińskich inwestorów do zajęcia miejsca Chevronu w tym kraju⁶.

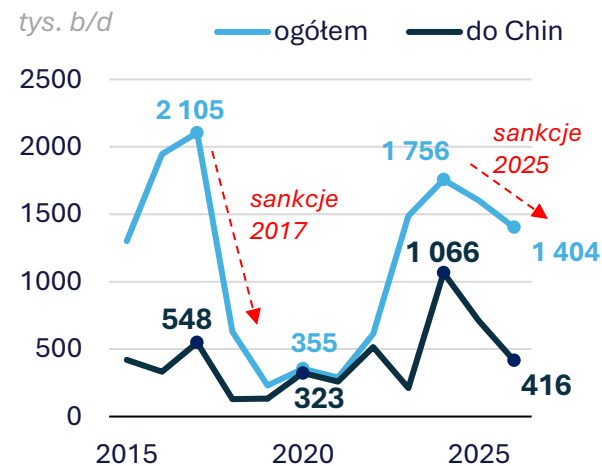
3) OECD Economic Outlook Mar'25.
5) Dane Bloomberg.

4) EIA STEO Mar'25.
6) USA nakazały zakończyć operacje spółce do 27.05 (Reuters).

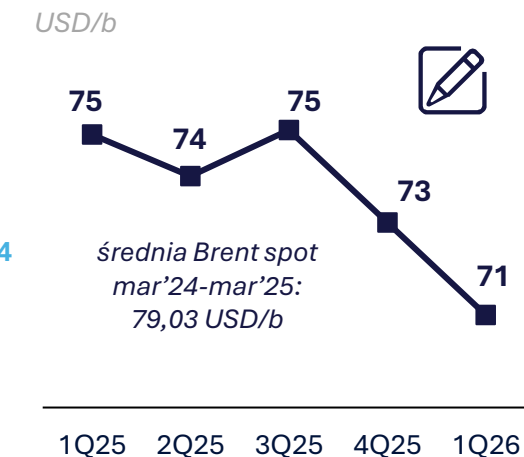
Zmiana prognozy (OECD) wzrostu gospodarczego w 2025 roku³



Irański eksport ropy naftowej⁵, 2015-2025



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent⁴ (US EIA)



Ropa naftowa (Brent)

Sytuacja na rynku ropy naftowej może w niedalekiej przyszłości zależeć od relacji i decyzji USA, Arabii Saudyjskiej i Rosji, posiadających łącznie 40% udział w produkcji paliw ciekłych. Stopniowe przywracanie (kwi'25: 183 tys. b/d) wydobycia w OPEC+, może być postrzegane jako krok Saudyjczyków w stronę D. Trumpa, albo niechęć do dalszego subsydiowania produkcji konkurencji (wyższe ceny zwiększyły podaż poza OPEC+, zmniejszając udział kartelu w rynku). Prezydent USA dąży do spadku cen ropy w okolicie 60 USD/b, co może jednak zmniejszyć wydobycie z łupków w jego kraju. Przedstawiciel tej branży (H. Hamm) zaznaczył, że przy cenie 65 USD/b wiele odwiertów jest na granicy opłacalności, a poniżej kosztów produkcji nie można realizować polityki „drill, baby, drill”⁷. Równoczesne sankcje na irańską ropę oraz cła na wenezuelską, mogą zapobiec gwałtownej korekcie, co złagodzi efekt wzrostu wydobycia w OPEC+⁸. W ramach negocjacji pokojowych o Ukrainie, może nastąpić poluzowanie sankcji na rosyjską ropę i spadek cen. Analitycy Bloomberg nie wykluczają „wykreowania” wtedy popytu przez D. Trumpa, decyzją o uzupełnieniu zapasów rezerwy strategicznej np. do poziomu z 2010 roku, co kosztowałoby podatników ok. 22 mld USD⁹.

7) Dane Oilprice.

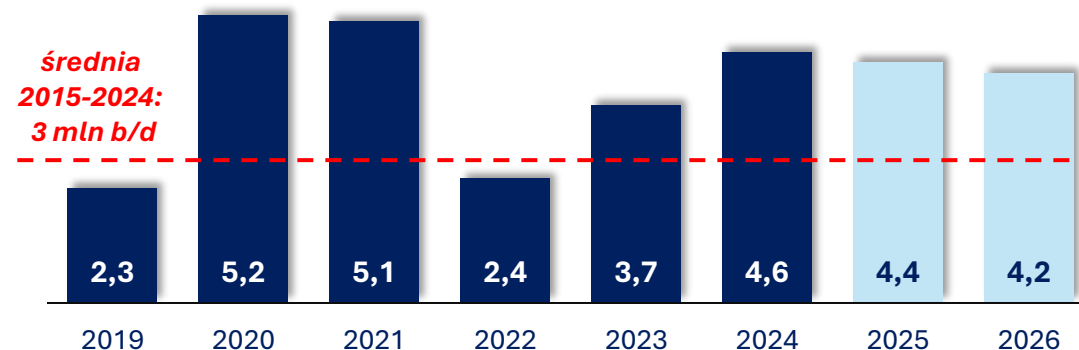
9) Prognoza J. Blas dla Bloomberg.

8) Dane EIA STEO Mar'25.

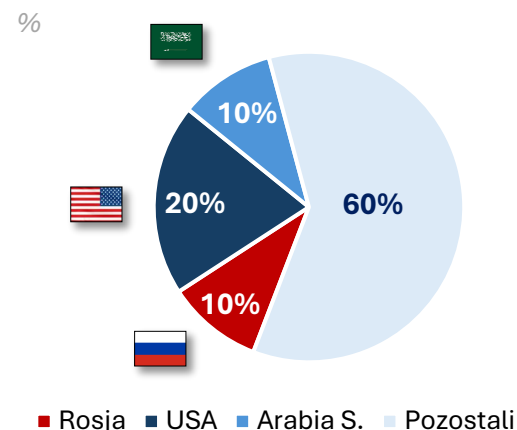
10) Dane US EIA.

Nadwyżka mocy produkcyjnych ropy naftowej w Grupie OPEC⁸, 2019-2024 z prognozą na lata 2025 i 2026

mln b/d

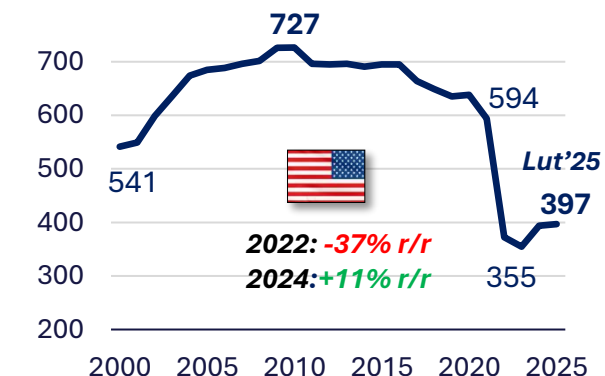


Najwięksi producenci paliw ciekłych⁹, 2024



Zapasy ropy naftowej w rezerwie strategicznej (SPR) USA¹⁰, 2000-2025

mln baryłek (na koniec okresu)



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF APR25) na początku miesiąca osłabiły się do 38,2 EUR/MWh czyli najniższego poziomu od lis'24. Powodem pogłębienia lutowej korekty, była znacząca redukcja wolumenu długich pozycji netto funduszy inwestycyjnych (TTF giełda ICE) oraz **hipoteza o powrocie rosyjskiego gazu do Europy (np. tranzytem ukraińskim)** wraz z negocjacjami pokojowymi. Barierą wzrostu była również prognoza ocieplenia w Europie. Druga dekada marca upłynęła jednak pod znakiem umocnienia notowań gazu powyżej 43 EUR/MWh. Powodem wzrostu cenowej było rozczarowanie uzgodnieniem jedynie 30-dniowego wstrzymania ataków na infrastrukturę energetyczną Ukrainy i Rosji (później nieprzestrzegane), zamiast całkowitego rozejmu¹¹. Późniejsza **eksplozja i pożar w przepompowni gazu w Sudży (kluczowa dla tranzytu gazu z Rosji przez Ukrainę), wzmocniły chwilowo notowania do 45 EUR/MWh**, przekreślając szanse na szybki powrót dostaw gazu tą trasą. Zmienność na rynku zwiększały komunikaty o negocjacjach unijnych wymogów magazynowych i kolejnych rozmowach pokojowych. Obecny tydzień upłynął pod znakiem korekty do 41 EUR/MWh przy znaczącym wzroście dostaw LNG do Europy oraz wyższej temperaturze¹².

11) Dane LSEG (Reuters).

12) Dane Montel oraz LSEG.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹¹ (giełda ICE)

EUR/MWh



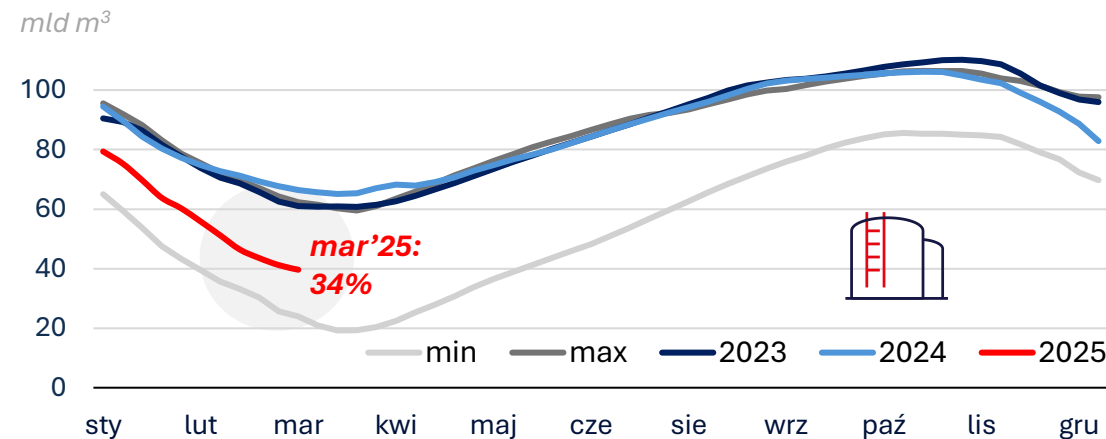
Gaz ziemny (TTF)

W centrum uwagi pozostają unijne zapasy gazu, których wolumen jest istotnie niższy od poziomu 5-letniej średniej (46%) dla marca. Co prawda ostatni weekend był pierwszym z lekkim wzrostem zapasów, to jednak chłodniejszy początek kwietnia przy spadku produkcji z OZE, może utrudniać ich uzupełnienie. Dlatego toczące się **negocjacje pomiędzy Komisją Europejską a krajami UE, będą kluczowe dla oszacowania unijnego popytu na LNG latem**. Według wstępnych informacji Polska optuje za rozszerzeniem okresu (od 1 paź. do 1 gru.) dla osiągnięcia 90% zapełnienia magazynów, zaś niektóre państwa proponują pozostanie przy terminie 1 lis., ale obniżenia wymogu zapełnienia do 80%. Informacje Reuters wskazują na obecnie negocjowane odstępstwo 5% od progu 90% na 1 lis¹⁴. Ważnym aspektem jest uzupełnienie rekordowo niskiego poziomu zapasów w Ukrainie. Analitycy IEA podwyższyli poziom dodatkowego importu gazu (UE->Ukraina) do 4-5 mld m³ w tym roku, aby zapełnić magazyny ukraińskie do 13 mld m³ przed zimą (zakładając 40% spadek produkcji własnej)¹⁵. W tle pozostaje spór ze Słowacją, która domaga się przywrócenia tranzytu gazu w swojej sieci na Zachód (500 mln euro przychodów z opłat), co również jest analizowane przez Komisję Europejską.

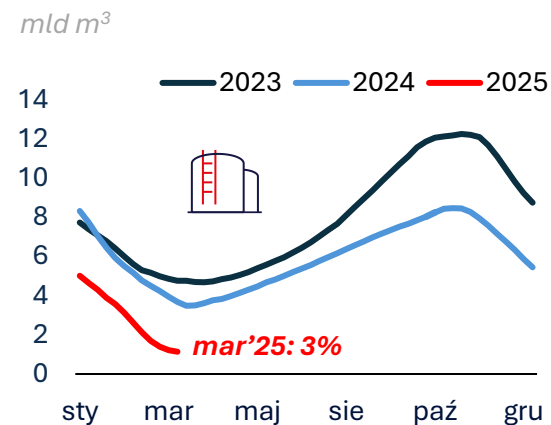
13) tj. o 11 mld m³ poniżej 5-letniej średniej (IEA; 24.03).
15) IEA (G. Molnar)

14) Dane LSEG z 25.03.
16) Dane: Bruegel z 19.03. Wartości min-max z okresu 2015-2020.

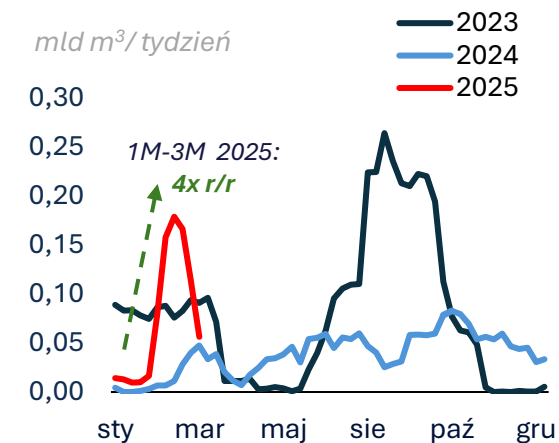
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹⁶, 2023-2025



Zmiana wypełnienia ukraińskich magazynów gazu¹⁶, 2024-2025



Dostawy gazu z UE do Ukrainy¹⁶, 2023-2025



Gaz ziemny (TTF)

Znacznie niższy poziom zapełnienia magazynów w UE oraz Ukrainie oznacza konieczność utrzymania konkurencyjnych (tj. wyższych) cen gazu w Europie latem. **Jednak od początku roku ulgą dla europejskich nabywców jest niższy popyt na LNG w Azji, a szczególnie w Chinach. W lutym import LNG przez Państwo Środka był najniższy (4,5 mln ton) od wybuchu pandemii¹⁷.** Wśród przyczyn warto wskazać: wysoki poziom zapasów gazu i węgla terminalach (łagodna zima), wyższe (zniechęcające azjatyckich kupców) stawki za import LNG przez konkurencyjne ceny w punkcie TTF, wzrost dostaw gazociągami *Power of Siberia* z Rosji oraz 15% chińskie cła odwetowe na import LNG z USA. Powyższe czynniki doprowadziły do odsprzedaży kilku jednostek z LNG przez chińskich kupców m.in. do Europy. Dlatego analitycy Bloomberg Intelligence nie wykluczają spadku cen gazu w UE w okolice 30 EUR/MWh tego lata, nawet bez przywrócenia dostaw gazu z Rosji. Niższy popyt na LNG w Japonii i Korei Płd. (wzrost udziału atomu), przy 5% globalnym wzroście podaży LNG z nowych projektów, może zmniejszyć napięcie na rynku¹⁸. Wchodzący w życie unijny zakaz reeksportu LNG z Rosji (przy braku sankcji na import do Europy), może oznaczać zwiększenie jego dostaw do UE-27.

¹⁷) Dane Bloomberg.

¹⁸) Raport Bloomberg Intelligence z 20.03.

¹⁹) Dane tygodniowe Bruegel do 19.03.

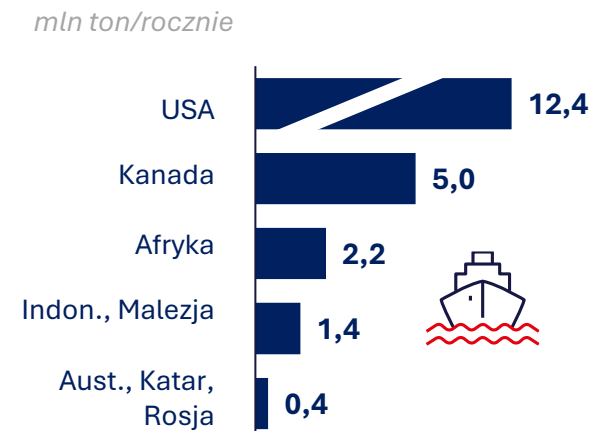
Chiński import LNG¹⁷, luty 2020- luty 2025



Dynamika importu LNG do UE-27¹⁹, 2024-2025



Źródła dodatkowej podaży LNG na świecie¹⁸, 2025



Gaz ziemny (TTF)

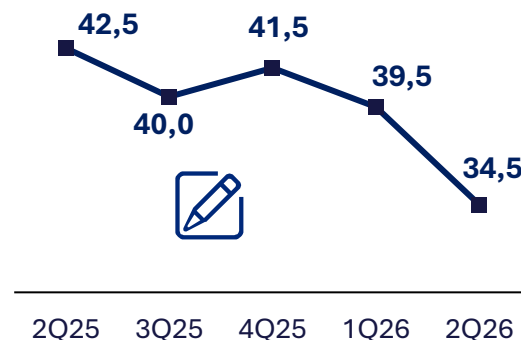
Możliwe zmniejszenia napięcia na rynku gazu w Europie, zostało odzwierciedlone w niższym poziomie kontraktów terminowych (-5 EUR/MWh dla 2Q25) oraz prognozach uczestników rynku²⁰. **Jednym z powodów lepszej sytuacji podażowej w UE, będzie ekspansja eksportu LNG z USA.** Wysoki popyt na gaz terminali eksportowych, skłonił agencję US EIA do rewizji prognoz cenowych. Średni poziom cen gazu w punkcie Henry Hub może wzrosnąć do 4,2 USD/MMBtu w tym roku, co jest o 37% wyższą wartością od prognozowanej w paź'24. Z kolei dla 2026 roku EIA podniosła szacunkowe ceny gazu w USA do 4,5 USD/MMBtu. Do rewizji prognoz przyczynił się znaczący pobór gazu z magazynów zimą (o 33% wyższy od prognoz EIA z paź'24) oraz rosnący globalny popyt na LNG, przy uruchamianiu kolejnych mocy skraplania w USA²¹. Kompleks *Plaquemines Phase 1 LNG* (start w gru'24) zwiększył ostatnio pobór gazu z sieci do 60 mln m³/d (więcej niż dostawy Turkstream do UE), zaś od początku roku eksport z tej inwestycji wyniósł 4,8 mld m³ LNG, a większość gazowców skierowano do Europy²². Analitycy IEA szacują łączny pobór gazu przez kompleksy LNG w USA na poziomie 450 mln m³/d (dla porównania eksport z Norwegii gazociągami do UE i UK wynosi ok. 330 mln m³/d).

20) Dane Bloomberg: mediana z prognoz oraz krzywa terminowa (odczyt 26.03.2025).

21) EIA STEO Mar'25.
22) IEA (G. Molnar).

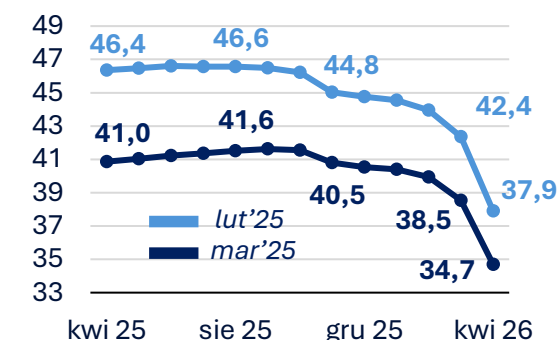
Prognoza cen gazu (TTF)²⁰, 2Q25-2Q26

EUR/MWh



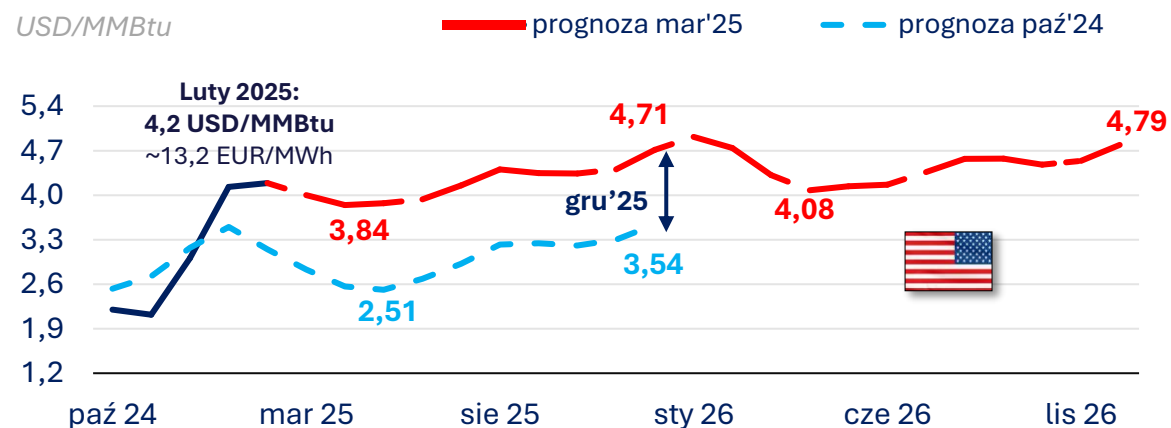
Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)²⁰

EUR/MWh



Zmiana prognoz US EIA dla cen gazu w punkcie Henry Hub (USA)²¹, mar'25 vs paź'24

USD/MMBtu



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii podobnie jak notowania kontraktów TTF na giełdzie ICE, uległy znaczącej korekcie w pierwszej dekadzie miesiąca. Później z poziomu niecałych 164 PLN/MWh ceny wzrosły o prawie 10 PLN/MWh w połowie marca (do 174 PLN/MWh). Potem nastąpiła kolejna korekta do 165 PLN/MWh (18.03) i ponowny wzrost cen w tym tygodniu powyżej 176 PLN/MWh²³. **Wahania notowań na TGE są odzwierciedleniem wysokiej zmienności na giełdzie ICE w obliczu niepewności geopolitycznej i niestabilnych warunków atmosferycznych.** Warto jednak dodać, że polskie magazyny pozostają wypełnione w 44% (na 25.03)²⁴. W lutym generacja z elektrowni i elektrociepłowni gazowych wyniosła 2 TWh i była o 16% wyższa r/r (ale -8,3% m/m). Pod względem udziału w miksie gaz wypracował 14,4%, za sprawą bardzo niskiej generacji z wiatru. Luty był jednocześnie 4 miesiącem z rzędu, który trafi do czołówki rekordowego zużycia gazu do krajowej produkcji energii elektrycznej²⁵. Dane Gaz-System wskazują, że w 1Q25 terminal LNG w Świnoujściu odebrał 19 dostaw LNG (na dzień 24.03), co jest rekordowym wolumenem w ujęciu kwartalnym²⁶.

23) Dane TGE: DKR z godziny 14:00.

25) Miesięcznik Forum Energii Luty 2025.

24) Dane GIE AGSI z 25.03.

26) Dane Gaz-System.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz²³ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii rozpoczęły marzec na poziomie 440 PLN/MWh, a następnie sukcesywnie osłabiły się do niecałych 424 PLN/MWh w dniu 18 marca. Warto zwrócić uwagę na wysoki poziom produkcji energii z instalacji PV (ok. 1,4 TWh) oraz zwiększenie (względem lutego) generacji z farm wiatrowych (ok. 1,6 TWh)²⁸. W ubiegłym tygodniu ceny CAL26 na TGE ponownie wzrosły do 435 PLN/MWh, podążając w podobnym kierunku jak notowania na rynku niemieckim (CAL26). Wzmocnieniem dla cen u Zachodniego Sąsiada w tym miesiącu była niska wietrzność (okresowo 13 GW poniżej normy sezonowej) oraz wzrost cen gazu i EUA w drugiej połowie marca, po komunikacie o (jedynie) ograniczonym zawieszeniu broni w Ukrainie. Ponadto zatwierdzony przez Bundestag pakiet wydatków na obronność i infrastrukturę (500 mld euro), zwiększył nadzieje na wyjście tamtejszego przemysłu ze stagnacji i wzrost popytu na energię²⁹. W związku ze skorelowaniem cen pomiędzy rynkami warto zauważyć, że **spadek produkcji energii z farm wiatrowych (i wzrost cen), może być powracającym wyzwaniem nie tylko na Zachodzie. W Polsce efekt niskiej wietrzności widoczny jest lutowych danych z sektora.**

27) Dane TGE- DKR z godziny 14:00.

28) Dane ForuMETR z 26.03.2025.

29) Dane Monel, Bloomberg.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną²⁷ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

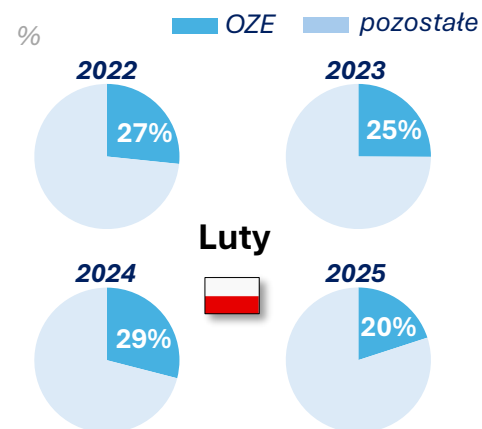
Dane think-tanku *Ember* wskazują na **spadek udziału OZE w polskiej strukturze wytworzenia w lutym do niecałych 20%, właśnie za sprawą niskiej produkcji energii z farm wiatrowych** (-50% r/r, tj. 1,3 TWh), pomimo wzrostu generacji z fotowoltaiki (+71% r/r, tj. 0,9 TWh). W efekcie udział węgla w strukturze wytworzenia osiągnął 63% (8,7 TWh)³⁰. Produkcja energii z węgla kamiennego jak i brunatnego wzrosła w lutym o ponad 20%³¹. Część ubytku OZE pokrył opisany wcześniej gaz ziemny, który odgrywa coraz większą rolę w polskim systemie. Co istotne, według danych unijnej agencji ACER, to niska wietrzność w Europie Zachodniej odnotowana w lis'24-gru'24, na tyle zwiększyła zużycie gazu (+15 TWh r/r) do produkcji energii elektrycznej w 4Q24, aby odwrócić spadkowy trend poprzednich kwartałów dla całej UE-27 oraz Norwegii. Agencja ACER zwraca uwagę na coraz silniejsze wzajemne oddziaływanie rynku gazu i energii elektrycznej, za sprawą rosnącego udziału OZE w miksie oraz zamykania elektrowni węglowych³². Z jednej strony ekspansja OZE uniezależnia rynek energii od gazu, ale jednocześnie rośnie wrażliwość tego rynku na wahania cen gazu w okresach zwiększenia generacji z paliw kopalnych (przy spadku alternatywy dla gazu, jakim było spalanie węgla).

30) Dane Ember Electricity Data Explorer.

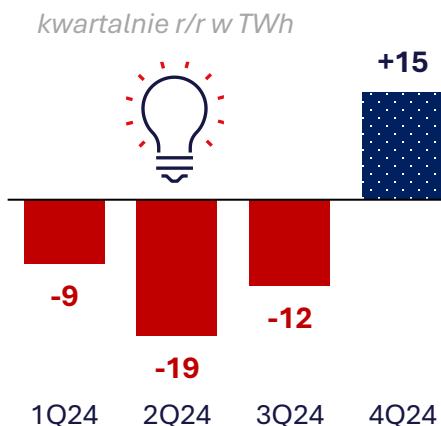
32) ACER: Key developments in EU electricity and gas markets. 17.3.2025

31) Miesięcznik Forum Energii Luty 2025.

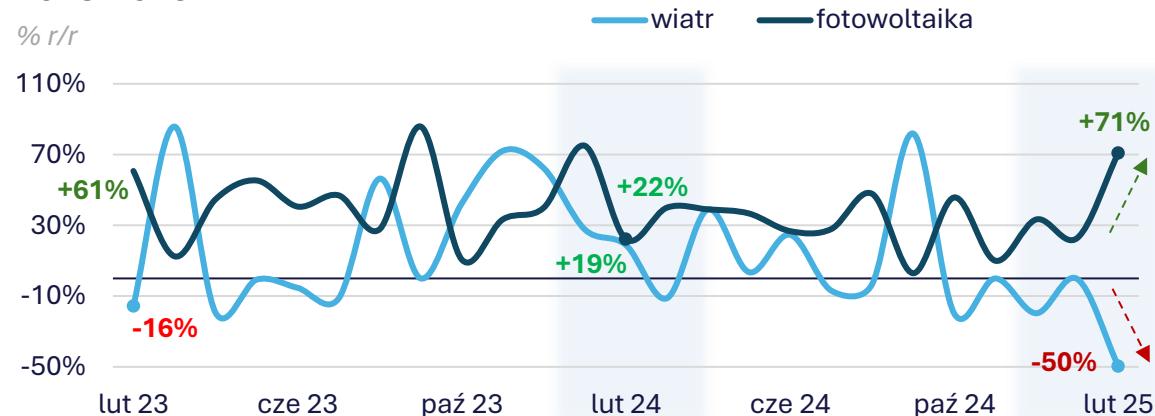
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w lutym w Polsce³¹, 2022-2025



Zmiana produkcji energii elektrycznej z gazu w UE-27 i Norwegii³², 2024



Zmiana produkcji energii elektrycznej z wiatru i fotowoltaiki w Polsce³⁰, 2023-2025



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie (DEC25) podczas pierwszej dekady marca chwilowo osłabiły się do poziomu 67,3 EUR/t (najniższy od gru'24), co było efektem spadku cen gazu (TTF), prognozy wzrostu temperatury w Europie oraz redukcji wolumenu długich pozycji netto funduszy inwestycyjnych na giełdzie ICE (o 8 mln ton do 42,3 mln ton)³³. O zmniejszeniu zaangażowania inwestorów mogło zadecydować **zbliżające się zakończenie sezonu grzewczego w połączeniu z utrzymaniem importu LNG z Rosji (rozwiązanie obaw o wprowadzenie sankcji UE) oraz pogorszenie perspektyw wzrostu gospodarczego w obliczu amerykańskich ceł**. Ponadto rynek analizował wprowadzone pod koniec lutego pakiety *Omnibus I i II* oraz *Clean Industrial Deal*, które stanowią odpowiedź KE na konieczność dostosowania ambicji klimatycznych do rzeczywistości gospodarczej i zwiększenia konkurencyjności unijnego przemysłu. Przykładowo w ramach *Omnibus I* ok. 90% firm (tj. 180 tys.) zostanie zwolnionych z obowiązku raportowania CBAM (głównie MŚP), a pozostali będą mogli skorzystać z uproszczonego raportowania i odroczonego do lut'27 zakupu certyfikatów³⁴. Co istotne, nadal zakresem CBAM będzie objęte 99% emisji.

³³) Dane LSEG (Reuters).

³⁴) Analizy Pekao S.A.: Nawigator ESG, marzec 2025.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC25³³ (giełda ICE)



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

W połowie miesiąca nastąpiło jednak umocnienie notowań EUA do poziomu 71 EUR/t, za sprawą ponownego wzrostu cen gazu. Później ceny uprawnień oscylowały w przedziale 70-73 EUR/t w obliczu niepewności wobec negocjacji pokojowych oraz nadziei na ożywienie w niemieckim przemyśle, dzięki decyzji Bundestagu. Warto dodać, że w pakiecie wydatków Zachodniego Sąsiada przewidziano ok. 100 mld euro na projekty związane z klimatem³⁵. W ostatnich dniach ceny na rynku EUA „oderwały się” chwilowo od notowań gazu (większa rola „technikaliów”) w obliczu wygasania opcji i kontraktów terminowych na MAR25 oraz zakończenia 1Q25, co prowadziło do zmiany pozycji i zaangażowania uczestników³⁶. **Wracając do kwestii unijnego przemysłu, według prognozy LSEG emisje w przemyśle UE-27 spadły w 2024 roku o niecały 1% do 566 mln ton.** Powodem była niska baza z 2023 roku oraz bardzo powolny wzrost (lub zastój) w branży stalowej, chemicznej i produkcji cementu (głównie Niemiec, Francji i Włoch). Spalanie gazu w niemieckim przemyśle wzrosło o 8% r/r, zaś we Francji i Włoszech jedynie o 1% r/r. Zużycie węgla kamiennego w niemieckim i włoskim przemyśle wzrosło z kolei o 7% r/r. Oficjalne dane KE zostaną opublikowane w kwietniu.

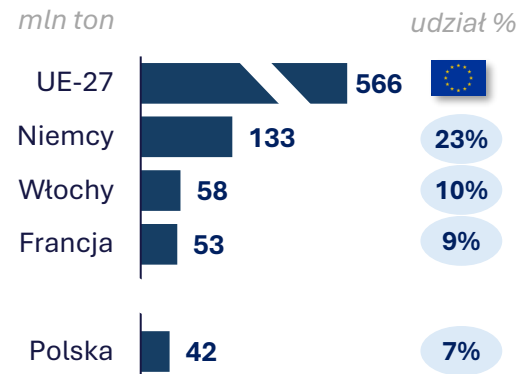
³⁵) Dane LSEG (Reuters).

³⁷) LSEG: EU's Industrial emissions in 2024: A sluggish decline.

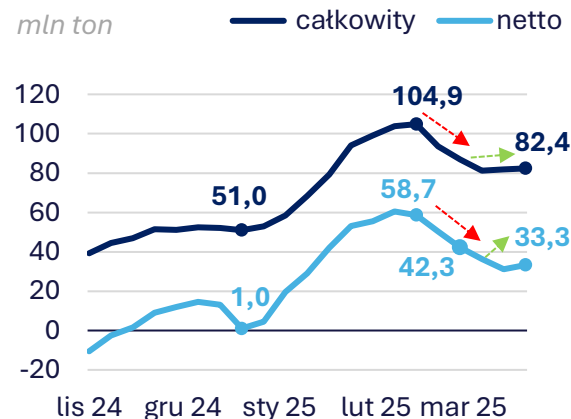
³⁶) Dane Montel.

³⁸) Mediana z prognoz Bloomberg: 26.03.2025.

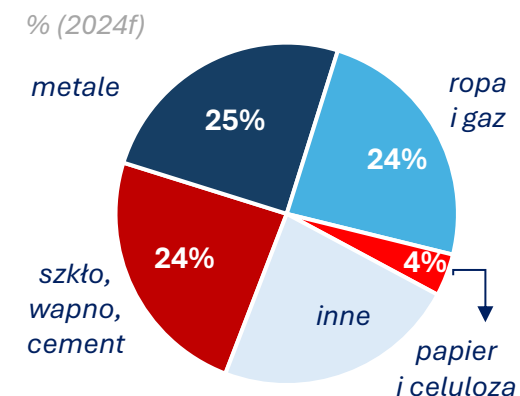
Państwa UE-27 o największych emisjach z przemysłu³⁵, 2024



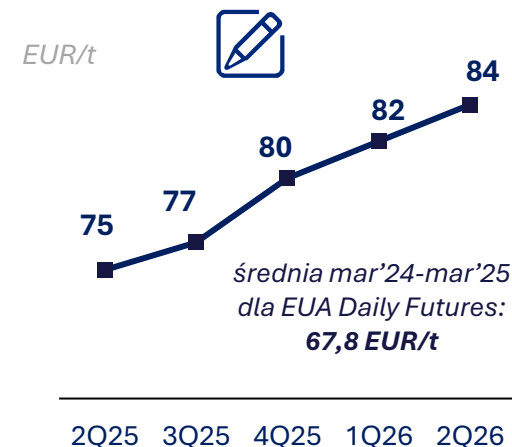
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych na rynku EUA³⁵, lis'24-mar'25



Udział wybranych sektorów emisjach przemysłu UE-27³⁵, 2024



Prognoza cen uprawnień do Emisji (EUA)³⁸



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (APR25) na węgiel energetyczny (API2) zakończyły luty w okolicy rocznego minimum tj. 93 USD/t, jednak w pierwszej dekadzie marca umocniły się do 100 USD/t. Powodem wzrostu cen były informacje o uszkodzeniu linii kolejowej prowadzącej do portu w Kolumbii, co chwilowo zwiększyło obawy o dostawy do Europy. Ponadto cyklon Alfred w Australii stwarzał zagrożenie dla eksportu z tego kierunku. Obawy nie zostały potwierdzone, a ceny API2 spadły w okolicy 96 USD/t w drugiej połowie miesiąca³⁹. Warto dodać, że trwająca niepewność wobec złagodzenia sankcji na rosyjskiej surowce przy negocjacjach pokojowych, osłabiała notowania węgla (w 2021 r. 54% węgla kamiennego w UE pochodziło z Rosji). **Ponadto spadek cen gazu (TTF) w połączeniu z niższym popytem na węgiel wiosną, hamują potencjał do wzrostu.** Sygnały z globalnego rynku wskazują na możliwe spowolnienie w chińskim imporcie węgla wraz ze wzrostem krajowego wydobycia o 10% w okresie sty'25-lut'25⁴⁰. Jednak lutowy wzrost zużycia energii elektrycznej o prawie 9% r/r w Państwie Środka (głównie w branży przemysłu), zwiększa szanse na wzrost popytu na węgiel w kraju o jego 60% udziale w produkcji energii elektrycznej w 2024 roku⁴¹.

³⁹) Dane LSEG (Reuters).

⁴¹) Dane IEA Electricity 2025. Analysis and forecast to 2027.

⁴⁰) Dane China NBS.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³⁹ (giełda ICE)

USD/t



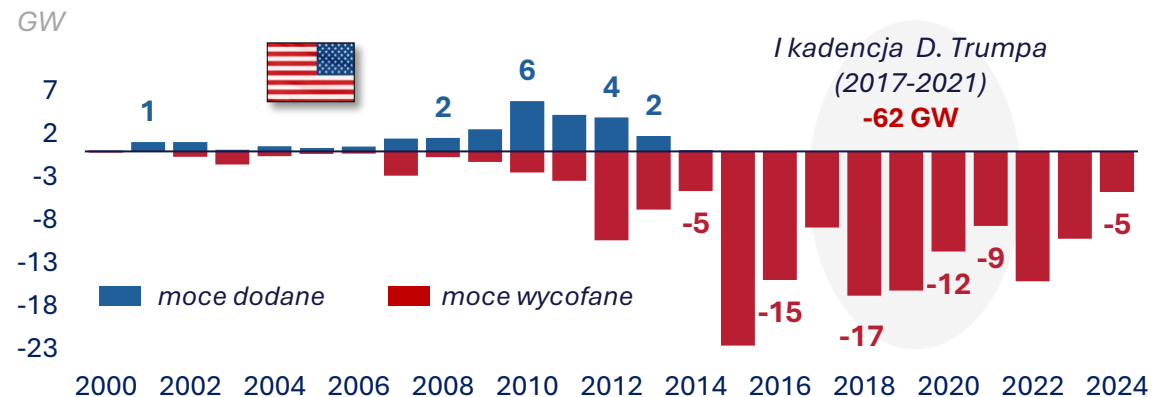
Węgiel energetyczny (API2)

W skali globalnej uwagę rynku zwrócił komunikat Prezydenta D. Trumpa o powrocie do węgla w energetyce. Administracja USA potwierdza, że w ramach stanu zagrożenia energetycznego powinna utrzymać operacyjność wszystkich elektrowni węglowych, a nawet przywrócić zamknięte bloki⁴². Warto zauważyć, że **od 2000 roku udział węgla w produkcji energii elektrycznej w USA spadł z 52% do 15%**, a głównym powodem nie była polityka klimatyczna, a rewolucja łupkowa i ekspansja gazu w energetyce⁴³. Później normy środowiskowe oraz i nierentowność starszych elektrowni przesądziły o zamknięciu łącznie 770 bloków przez 25 lat⁴⁴. W tym okresie również wydobycie węgla w USA spadło o 50%. Niektóre spółki z branży upatrują w węglu stabilnego źródła energii wobec nadchodzącej fali popytu generowanego przez centra danych. Inni wskazują na ogromne koszty przywracania starych elektrowni, braki kadrowe oraz niewystracającą infrastrukturę kolejową do transportu surowca⁴². Ponadto inwestorzy w swoich decyzjach rozpatrują perspektywę 10-20 lat, lobby sektora *oil&gas* jest silne, a zmiana władzy dość częsta. Jednak nie jest wykluczony krótkookresowy, niewielki wzrost zużycia węgla w energetyce lub zatrzymanie trendu spadkowego.

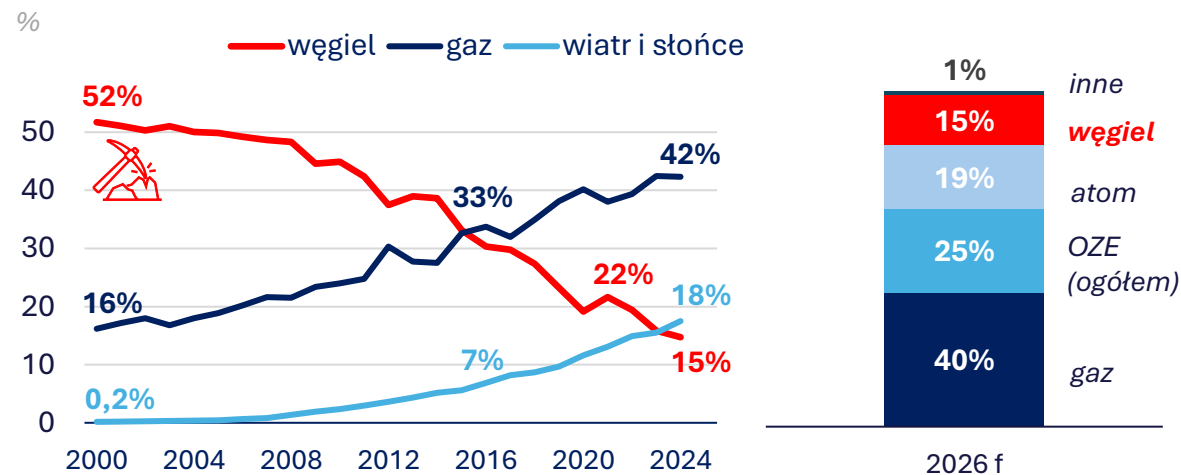
42) Dane Mining.com z 21.03.
44) Dane Global Energy Monitor.

43) Dane US EIA.

Zmiana mocy operacyjnych elektrowni węglowych w USA⁴⁴, 2000-2024



Udział węgla, gazu ziemnego i OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej w USA⁴³, 2000-2024 z prognozą na 2026 rok



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 26.03.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	73,79	+2%	-14%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	40,87	-1%	+49%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	171,63	-1%	+4%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	427,56	-3%	-8%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC25)	70,83	0%	+14%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	99,25	+7%	-13%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

Adres e-mail: magdalena.placzek@unimot-eig.pl

Materiał przygotowany według danych na dzień: 26.03.2025

NOTA INFORMACYJNA

Niniejszy dokument przygotowany przez Unimot S.A. (dalej „Dokument”) ma charakter informacyjno-edukacyjny i nie stanowi porady prawnej lub inwestycyjnej.

Dokument został stworzony na podstawie informacji uzyskanych z publicznych źródeł informacji, które Unimot S.A. uważa za wiarygodne. Unimot S.A. nie ponosi odpowiedzialności za kompletność lub dokładność informacji przedstawionych w Dokumencie. Wszelkie analizy lub opinie zawarte w Dokumencie stanowią osąd analityków na dzień stworzenia Dokumentu i mogą one ulec zmianie. Unimot S.A. nie jest zobowiązany do aktualizowania treści Dokumentu w przyszłości.

Dokument został stworzony wyłącznie do celów informacyjnych i nie stanowi, w całości lub części, oferty w rozumieniu art. 66 Kodeksu Cywilnego. Dokument nie stanowi reklamy.

Unimot S.A. nie ponosi odpowiedzialności za skutki podjętych przez odbiorcę Dokumentu decyzji, w tym m.in. działań inwestycyjnych lub prawnych podjętych na podstawie analiz zawartych w Dokumencie.

Dokument stanowi utwór w rozumieniu ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 2509 z późn. zm.). Wszelkie działania naruszające prawa autorskie majątkowe Unimot S.A. oraz prawa autorskie osobiste twórców Dokumentu są zabronione. Powielanie lub rozpowszechnianie Dokumentu lub jego części może zostać dokonane po uprzednim uzyskaniu pisemnej zgody Unimot S.A.

Dziękujemy za uwagę

UNIMOT S.A. jest niezależną grupą paliwowo-energetyczną, która w swojej multienergetycznej ofercie posiada: olej napędowy (ON), benzyny, biopaliwa (Bio), gaz płynny (LPG), gaz ziemny (w tym LNG), produkty asfaltowe, a także energię elektryczną. Od 2016 r. spółka należy do stowarzyszenia AVIA International, dzięki czemu jako pierwsza polska firma uzyskała prawo do budowania i rozwoju sieci stacji paliw AVIA w Polsce i Ukrainie.

UNIMOT S.A. ma niemal 30 lat doświadczenia na rynku paliwowym, specjalizuje się w hurtowej sprzedaży oleju napędowego oraz dystrybucji pozostałych paliw płynnych, zarówno na terenie kraju, jak i poza jego granicami. Firma rozwija także segment fotowoltaiki, m.in. pod marką AVIA Solar, oraz inwestuje w kolejne sektory OZE.

Od marca 2017 r. spółka notowana jest na głównym parkiecie Giełdy Papierów Wartościowych.

