

Kwiecień 2025

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt JUN25) w trakcie dwóch pierwszych dni miesiąca oscylowały jeszcze wokół 75 USD/b w obliczu wzajemnych gróźb USA oraz Iranu (w kwestii umowy nuklearnej), a także potencjalnego nałożenia amerykańskich ceł wtórnych na państwa kupujące paliwa z Rosji (niezadowolenie USA z impasu w rozmowach pokojowych). Później **ogłoszone przez D. Trumpa powszechne „cła równoważne” doprowadziły do gwałtownej obniżki cen surowców energetycznych w tym ropy naftowej. Notowania Brenta spadły w niecały tydzień o 16% do poziomu 62,8 USD/b (08.04).** W ramach odwetu Chiny zwiększyły finalnie cła na produkty z USA do 125%, a Stany Zjednoczone podniosły swoje cła na import z Chin do 145%¹. **Poza falą obaw o recesję i spadek globalnego popytu na paliwa, do gwałtownej korekty przyczyniła się decyzja OPEC+.** Kartel niespodziewanie zwiększył planowane od maja wydobycie o 411 tys. b/d, wobec oczekiwanych 135 tys. b/d dodatkowej podaży od przyszłego miesiąca². Jednak od połowy kwietnia ceny Brenta umocniły do 67 USD/b. Przyczyną była zmiana podejścia USA do polityki celnej, zapowiedź cięć kompensacyjnych w OPEC i dalsze zacieśnienie sankcji USA na podmioty handlujące paliwami z Iranem.

1) Dane Bloomberg.

2) Dane OPEC (03.04).

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

Napięcia handlowe znacząco pogorszyły perspektywę wzrostu globalnego popytu na paliwa płynne, co znalazło odzwierciedlenie w zmianach prognoz czołowych agencji rynkowych oraz banków inwestycyjnych. US Energy Information Administration (EIA) zakłada szybsze gromadzenie zapasów ropy naftowej, przy spowolnieniu gospodarczym i dodatkowej podaży z OPEC+³. W efekcie obniżyła prognozę cen Brenta w całym 2025 roku do 68 USD/b (z 74 USD/b w mar'25). Z kolei International Energy Agency (IEA), pomimo znaczącej obniżki prognozowanego wzrostu popytu na paliwa, nie oczekuje rzeczywistego (i znaczącego) zwiększenia podaży OPEC+⁴. Wskazuje na obecną już nadprodukcję niektórych członków oraz planowane cięcia kompensacyjnego w kartelu. Może to prowadzić do zniwelowania efektu formalnego luzowania podaży na rynku fizycznym. **Warto wskazać na pozytywną informację dla przyszłego popytu na paliwa, jaką jest wzrost PKB Chin w 1Q25 wynoszący 5,4% r/r (prognoza: 5,1% r/r).** Państwo Środka to główny konsument i importer paliw, a dobre dane o produkcji przemysłowej i sprzedaży detalicznej (odbudowa popytu wewnętrznego), przemawiają za wzrostem popytu na ropę naftową (import mar'25 +4,8% r/r)⁵.

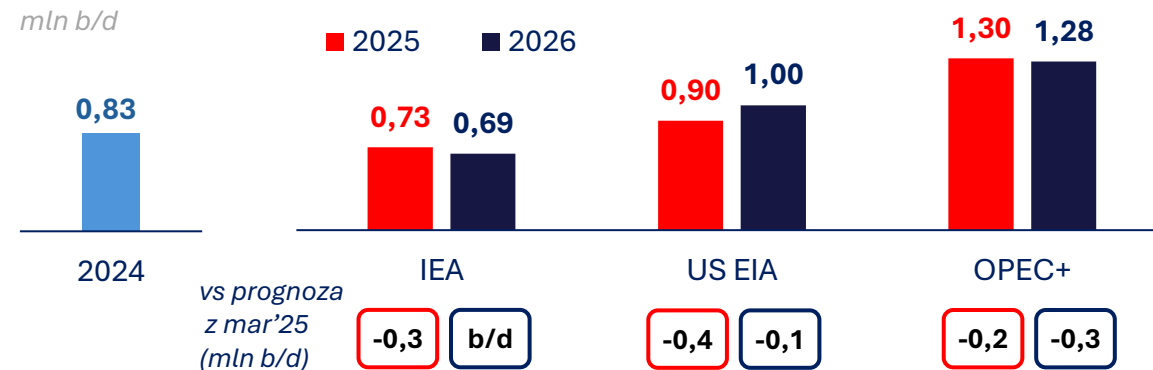
3) US EIA STEO APR'25.

5) Dane LSEG oraz China Customs.

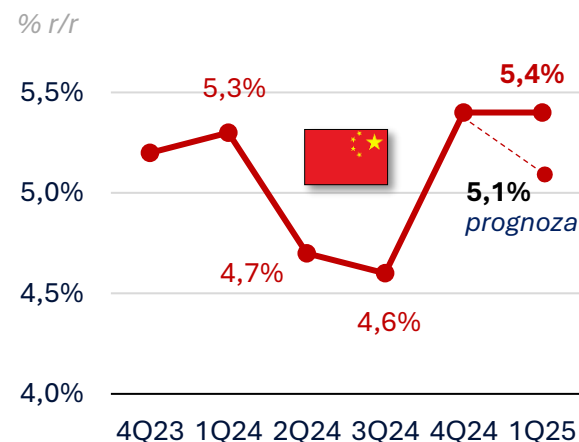
4) IEA Oil Market Report- April 2025.

6) Dane zebrane z miesięczników IEA, EIA, OPEC+ (kwi'25).

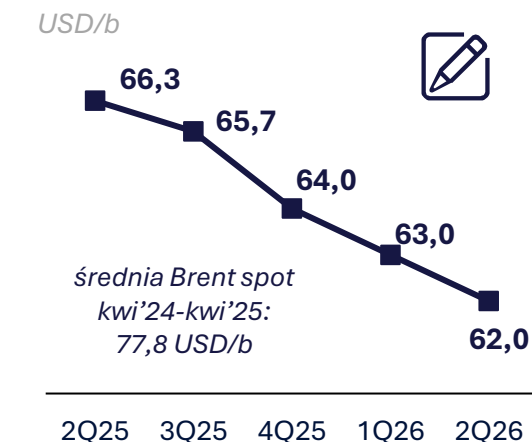
Kwietniowe prognozy wzrostu globalnego popytu na paliwa płynne według agencji IEA, US EIA oraz OPEC+ na lata 2025-2026⁶



Tempo wzrostu chińskiego PKB⁵, 4Q23-1Q25



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent³ (US EIA)



Ropa naftowa (Brent)

Decyzja OPEC+ o ponad trzykrotnym zwiększeniu wydobycia (od maja), względem wcześniejszych zapowiedzi i oczekiwań rynku, nasiliła korektę giełdową na początku miesiąca. **Ponad dwa lata wstrzymania wydobycia (powyżej 5,8 mln b/d) i utrzymywania wyższych cen ropy naftowej, doprowadziły do wzrostu produkcji poza OPEC+.** Według danych US EIA, eksport ropy naftowej w USA osiągnął rekordowy poziom 4,1 mln b/d w 2024 roku (+1% r/r). Produkcja wzrosła wtedy o 2% r/r do 13,3 mln b/d, głównie dzięki ekspansji wydobycia w łupków (Basen Permski +370 tys. b/d)⁷. Dlatego kwestią czasu była decyzja kartelu o odzyskaniu swojego udziału rynkowego, szczególnie przy zaostreniu sankcji USA na ropę z Iranu, Wenezueli i Rosji, co stwarza teoretycznie popyt na dodatkowe baryłki z Bliskiego Wschodu. Co istotne, IEA obniżyła również prognozę globalnego wzrostu podaży ropy naftowej do 1,2 mln b/d w 2025 roku⁸. Powodem jest oczekiwany spadek wydobycia w Wenezueli oraz jego wolniejszy wzrost w USA. Agencja uwzględniła głosy z branży łupkowej, wskazujące na wyższe koszty w obliczu wojen celnych (np. produktów stalowych) oraz poziom 62-64 USD za baryłkę ropy WTI, jako próg opłacalności nowego odwiertu⁹.

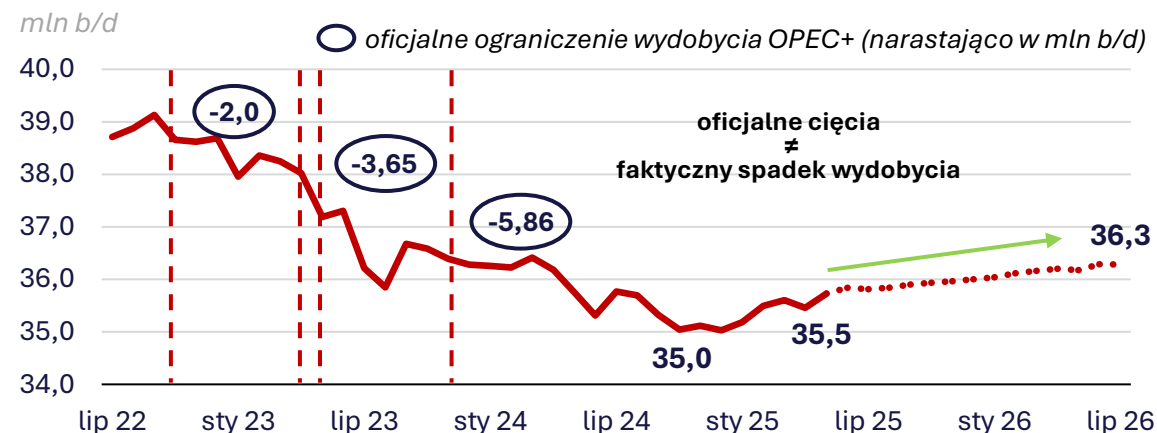
7) US EIA: In-brief Analysis 16.04.

8) -260 tys. b/d vs prognoza z mar'25 w IEA Oil Market Report.

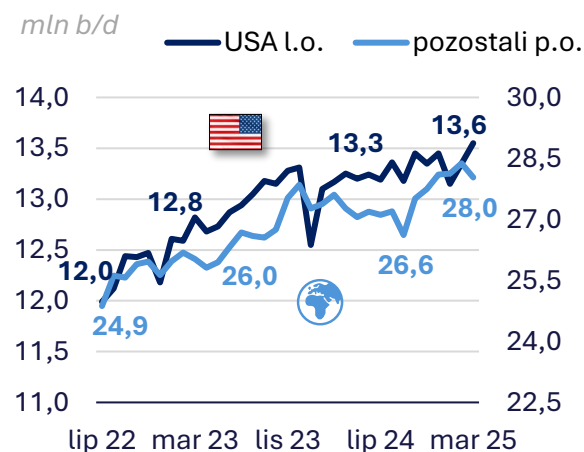
9) Dallas Fed Energy Survey Apr'25.

10) US EIA STEO APR'25.

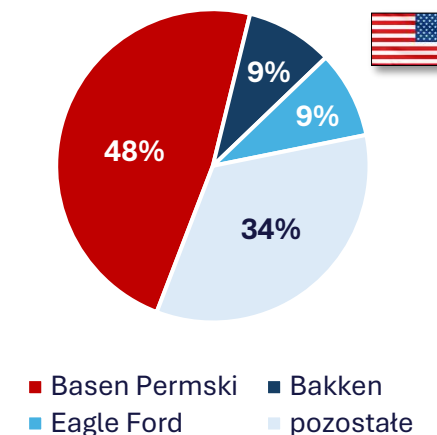
Produkcja ropy naftowej w Grupie OPEC+¹⁰, 2022-2025 (z prognozą do 2026 roku)



Produkcja ropy naftowej poza OPEC+¹⁰, 2022-2025



Udział regionów USA w wydobyciu ropy naftowej⁷, 2024



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF MAY25) w pierwszej dekadzie kwietnia spadły o ponad 20% z 42 EUR/MWh do poziomu nieco powyżej 33 EUR/MWh. Do spektakularnej korekty przyczynili się również inwestorzy spekulacyjni, których zaskoczyła skala amerykańskich ceł wyrównawczych. Ryzyko wojny celnej z Unią Europejską pogorszyło perspektywy popytu na gaz w najbliższym roku. Ponadto **napływające komunikaty o cłach odwetowych m.in. Chin, zbiegły się w czasie z danymi o rekordowym unijnym imporcie LNG w 1Q25 oraz prognozami ocieplenia na kontynencie**. Równocześnie władze UE debatowały nad poluzowaniem wymogów gromadzenia zapasów gazu przed zimą. Najprawdopodobniej próg magazynowy zostanie obniżony z 90% (na 1 lis.) do 83% w okresie 1 paź.-1 gru., co zmniejszy presję zakupową latem¹². W 2. połowie miesiąca nastąpił lekki wzrost notowań gazu (TTF) w okolicach 36 EUR/MWh wraz z łagodzeniem narracji USA o cłach, spowolnieniem importu LNG do Europy oraz przygotowaniami Komisji Europejskiej do kolejnego ograniczenia możliwości zakupu gazu z Rosji (ogłoszenie w maju). Jednak informacje o dalszym spadku chińskiego importu LNG i odprzedaży gazowców, osłabiły notowania poniżej 33 EUR/MWh w ostatnich dniach.

11) Dane Bloomberg.

12) Dane Montel Research.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹¹ (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

Fundusze inwestycyjne zredukowały wolumen długich pozycji netto w kontraktach (TTF) na giełdzie ICE do 73 TWh (11.04) z ponad 290 TWh w lutym¹³. Obrazuje to skalę wyprzedaży spekulacyjnej w obliczu potencjalnej wojny celnej i zmniejszenia obaw o dostępność LNG w Europie. Jednak należy zauważyć, że Chiny wstrzymały import LNG z USA już w lutym, po ogłoszeniu pierwszych 15% ceł odwetowych na skroplony gaz z USA. **W całym 1Q25 import LNG ze wszystkich kierunków do Państwa Środka spadł o ponad 20% r/r¹⁴**. Co prawda agencja Kpler wskazuje, że Chiny odsprzedały już w tym roku do Europy ok. 70% wolumenu amerykańskiego LNG sprzedanego Europejczykom w całym 2024 roku, to jednak **udział gazu z USA w chińskim imporcie LNG wynosił 5% w całym zeszłym roku**. Co więcej, **agencja IEA już wcześniej prognozowała wzrost importu LNG do Europy o 25% r/r (około +33 mld m³ w tym roku)** z racji utraty dostaw tranzytem (RUS->UA), znacznie niższych zapasów po zimie i większego eksportu do Ukrainy¹⁵. Z kolei spadek chińskiego importu wynika głównie z wysokich zapasów gazu, zwiększonych rosyjskich dostaw gazociągami, stabilnej produkcji krajowej i dość niskiego popytu w obliczu dużej dostępności węgla i potencjału OZE.

¹³) Dane LSEG z 12.04.2025.

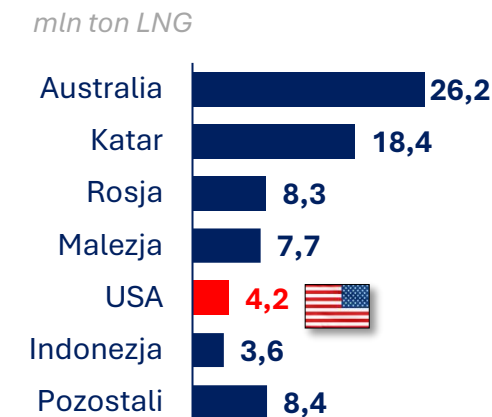
¹⁴) Bloomberg na podstawie Kpler oraz China Customs.

¹⁵) IEA: Gas Market Report, Q2-2025.

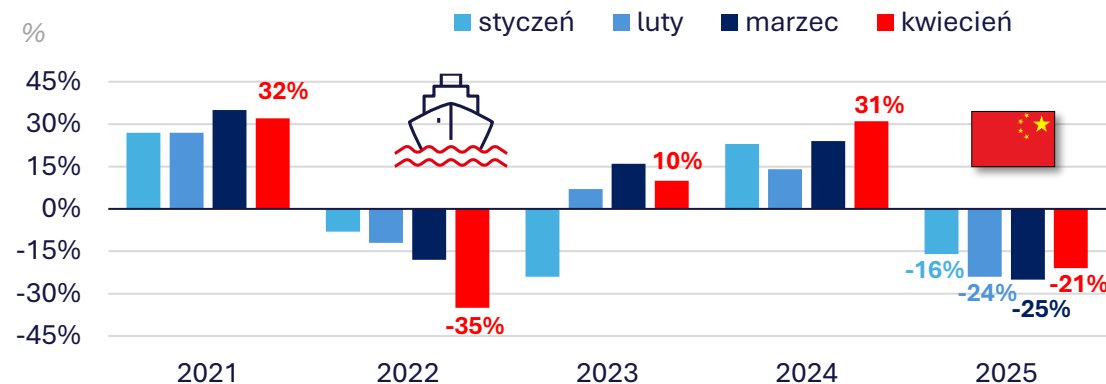
Wolumen długich pozycji netto funduszy inwestycyjnych w kontraktach na gaz TTF giełdy ICE¹³, lis'24-kwi'25



Chiński import LNG (główni dostawcy)¹³, 2024



Zmiana (r/r) importu LNG przez Chiny w miesiącach styczeń-kwiecień¹⁴, 2021-2025



Gaz ziemny (TTF)

W centrum uwagi pozostaje poziom zapełnienia unijnych magazynów gazu, który w obecnym miesiącu wzrósł do 38%, pomimo spadku importu LNG w kwi'25 o 19% m/m¹⁶. Warto zauważyć, że w całym 1Q25 Europa zwiększyła import LNG o 6 mld m³ (28% udział w globalnym imporcie netto). Udział rynkowy „odały” głównie Chiny¹⁷. Pomimo tego, **wyzwaniem dla Europy będzie tegoroczne uzupełnienie zapasów gazu, przy znacznie niższym ich poziomie na koniec mar'25. Co istotne, nie tylko Unia Europejska pracuje nad zwiększeniem zakupów LNG z USA, celem uniknięcia wysokich cen. Tajlandia, Korea Płd. i Tajwan również zadeklarowały dodatkowy import amerykańskiego LNG w ostatnich dniach.** Z drugiej strony agencja IEA prognozuje 5% wzrost globalnej podaży LNG w 2025 roku (ok. 27 mld m³), dzięki nowym projektom (m.in. Corpus Christi Phase 3, Plaquemines LNG). Agencja zakłada, że 85% dodatkowej podaży skroplonego gazu będzie pochodzić z Ameryki Północnej (w tym LNG Canada)¹⁸. Ponadto koncern BP dokonał pierwszego załadunku LNG z projektu *Greater Tortue Ahmeyim* na wybrzeżu Senegalu. Kompleks jest jednym z „oczekiwanych i dużych” projektów LNG (potencjał 2,3 mln ton/r), który może być konkurencją dla USA²⁰.

16) Dane Montel dla UE i Turcji (25.04).

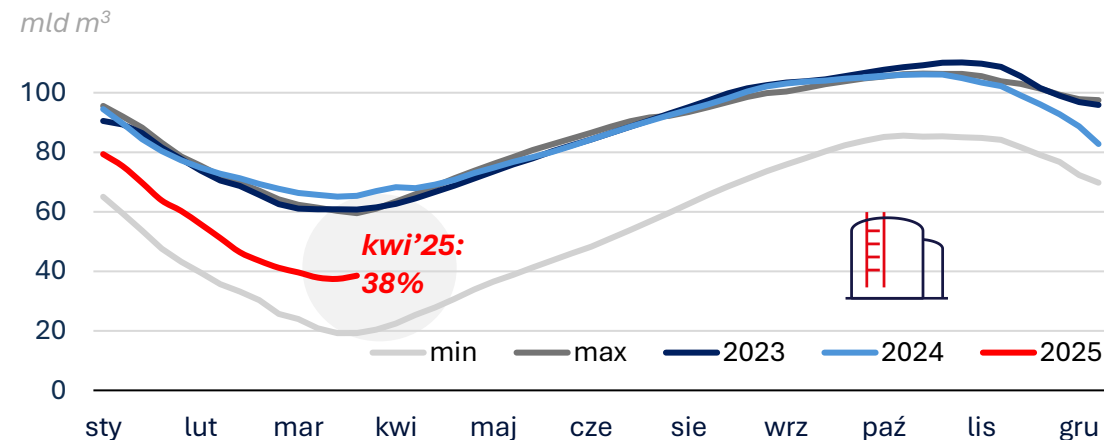
18) IEA: Gas Market Report, Q2-2025.

20) Dane Oilprice.

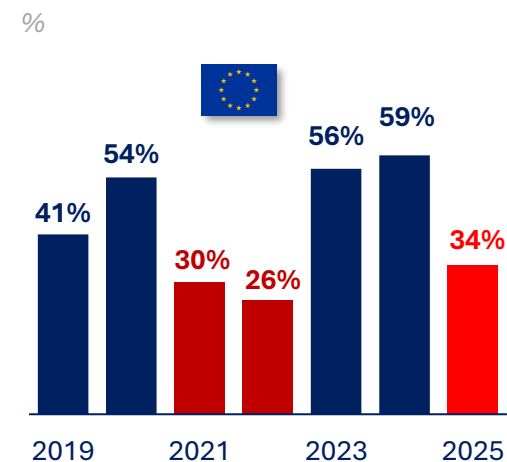
17) Oxford Institute for Energy Studies, Gas Market Review Apr'25.

19) Dane: Bruegel z 28.04. Min-max z okresu 2015-2020.

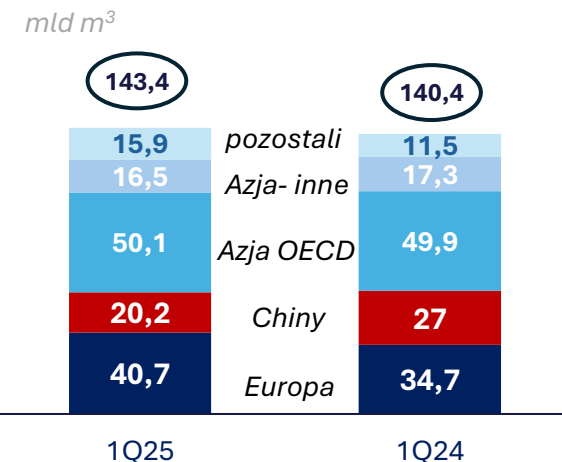
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹⁹, 2023-2025



Poziom zapasów gazu w UE na koniec marca¹⁹, 2019-2025



Globalny import netto LNG według destynacji¹⁷, 1Q25 vs 1Q24



Gaz ziemny (TTF)

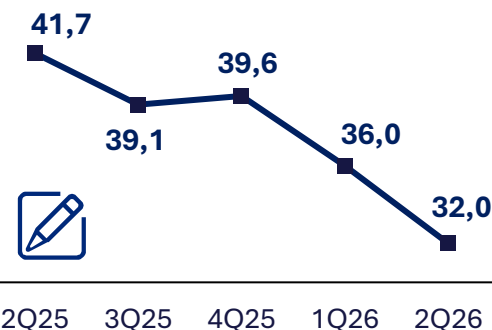
Złagodzenie unijnych wymogów magazynowych dla gazu w połączeniu ze zmianą globalnej polityki handlowej, doprowadziły zarówno do spadku prognozowanych cen gazu, jak również zmiany wyceny kontraktów na sezon letni i zimowy. Krzywa terminowa zmieniła kształt na lekko rosnący w kierunku sezonu zimowego, co może być większą zachętą do wcześniejszego zakupu gazu²¹. Warto jednak zauważyć, że obecny rok może być ostatnim o tak napiętym rynku fizycznym LNG, mając na uwadze (opóźnione) uruchomienie w kolejnych miesiącach terminali eksportowych na świecie. Już w zeszłym roku prognozy IEEFA wskazywały na osiągnięcie maksymalnego importu LNG do Europy właśnie w 2025 roku i powolny jego spadek w kolejnych latach (przy założeniu 11% spadku popytu na gaz w Europie w latach 2023-2030. Dane *European LNG Tracker* wskazują na dalszą ekspansję zdolności regazyfikacji LNG w Europie do poziomu 416 mld m³ w 2028 roku z 335 mld m³ mocy w 2024 roku²². Przy spadku popytu na gaz, a tym samym zapotrzebowania na LNG na kontynencie, IEEFA wskazuje na możliwe niewykorzystanie (ponad 270 mld m³) potencjału regazyfikacji w Europie. Sytuację może zmienić np. decyzja państw UE o większej roli gazu (z USA) w gospodarce.

21) Dane Bloomberg: mediana z prognoz oraz krzywa terminowa (odczyt 29.04).

22) IEEFA *European LNG Tracker* Feb25.

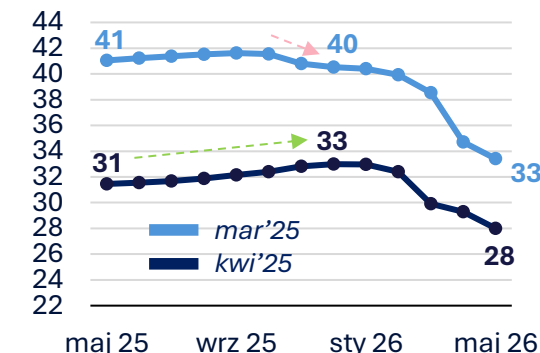
Prognoza cen gazu (TTF)²¹, 2Q25-2Q26

EUR/MWh



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)²¹

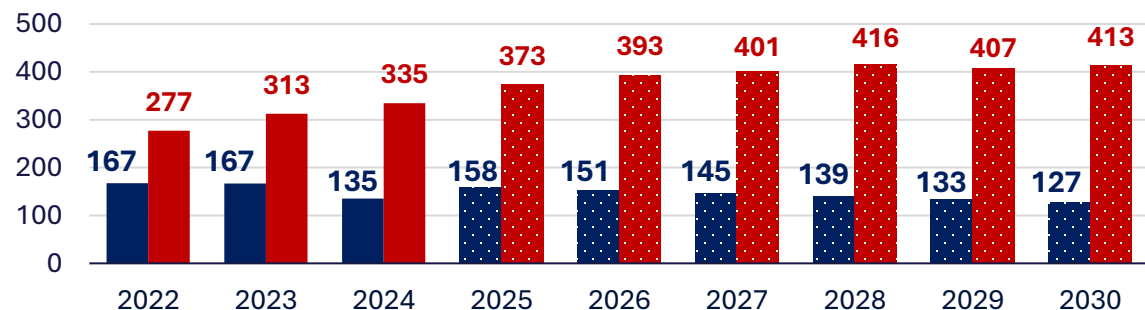
EUR/MWh



Popyt na LNG w Europie oraz rozbudowa zdolności regazyfikacji z prognozą do 2030 roku

mld m³

■ popyt na LNG ■ zdolności regazyfikacji LNG
obejmuje: UE-27, UK, Norwegię i Turcję



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii uległy znaczącej korekcie z poziomu 180 PLN/MWh na początku kwietnia do 165 PLN/MWh pod koniec pierwszej dekady miesiąca. Spadek notowań na TGE był odzwierciedleniem korekty kontraktów na TTF w obliczu paniki inwestorów na giełdzie ICE. Kontynuacja trendu spadkowego w drugiej połowie kwietnia (do 160 PLN/MWh) była efektem spadku napięcia na rynku fizycznym surowca, dzięki łagodniejszym warunkom atmosferycznym, większej produkcji energii z OZE oraz zmniejszeniu obaw podażowych w Europie. Polskie magazyny pozostają wypełnione średnio w 43% (28.04)²⁴. Rada Ministrów przyjęła w ubiegłym tygodniu projekt ustawy, która zmienia przepisy dotyczące m.in. instytucji odpowiedzialnej za tworzenie i utrzymywanie zapasów gazu w Polsce. Po jej wejściu w życie, obowiązek ten przejmie Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych (RARS), która będzie mogła kupować gaz np. poprzez giełdę lub przetargi. Z kolei przedsiębiorstwa energetyczne (zlecające przesył gazu) będą uiszczać co miesiąc opłatę gazową, celem finansowania utrzymania zapasów strategicznych²⁵. W kwietniu rozpoczęto wydobywanie gazu z nowego odwiertu złoża Grodzewo w Wielkopolsce, którego zasoby szacowane są przez GK Orlen na 250 mln m³ i 18 lat potencjalnej eksploatacji²⁶.

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

24) Dane GIE AGSI z 28.04.
26) Komunikat GK Orlen.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz²³ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii w pierwszej dekadzie kwietnia osłabiły się z poziomu 425 PLN/MWh do 403 PLN/MWh (07.04). Później nastąpił sukcesywny wzrost cen do prawie 416 PLN/MWh w połowie miesiąca wraz z odreagowaniem rynku surowców energetycznych, po gwałtownej korekcie z początku kwietnia. **Jednak w ostatnim tygodniu notowania energii elektrycznej uległy ponownej obniżce poniżej 410 PLN/MWh.** W obecnym miesiącu udział instalacji PV w polskiej produkcji energii elektrycznej wzrósł do prawie 17% ze średniego poziomu 12% w mar'25²⁸. Co ciekawe, prognozy LSEG (Reuters) nie wykluczają odnotowania rekordowej produkcji energii elektrycznej z tego źródła w całej Europie podczas nadchodzącego lata. Dane Ember wskazują, że już w 1Q25 wytworzenie energii z instalacji PV wzrosło w UE o 30% r/r (do 56,2 TWh łącznie). W Polsce wzrost w tym okresie wynosił 44% r/r²⁹. Spółka Polskie Elektroenergetyczne Jądrowe zawarła umowę (z Wojewodą Pomorskim) na użytkowanie wieczyste gruntów na terenie gminy Choczewo, co jest kolejnym krokiem do uzyskania pozwolenia na budowę elektrowni jądrowej, po otrzymaniu wcześniej decyzji środowiskowej i lokalizacyjnej.

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

29) Ember Monthly Electricity Data Europe.

28) Dane Forumetr z 28.04.2025.

30) Komunikat PEJ.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną²⁷ (TGE)

PLN/MWh



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

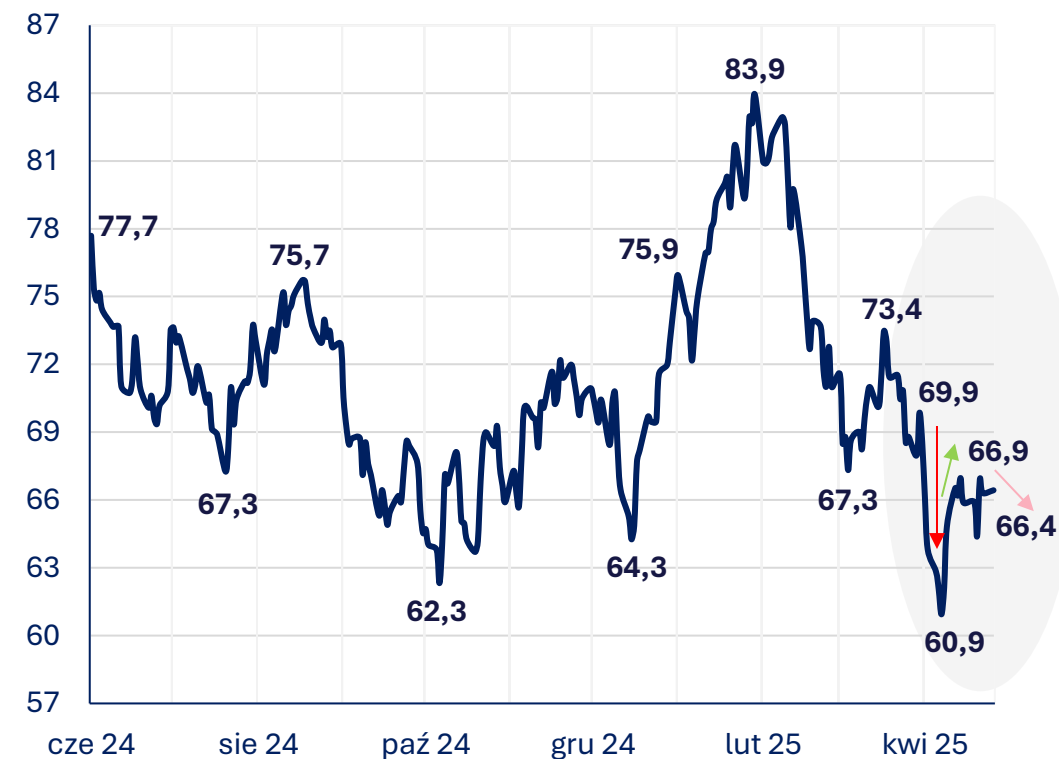
Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie (DEC25) od początku miesiąca spadły z prawie 70 EUR/t do niecałych 61 EUR/t pod koniec pierwszej dekady kwietnia. Znacząca korekta po amerykańskim *Liberation Day* nie ominęła rynku uprawnień do emisji. Fundusze inwestycyjne zmniejszyły wolumen długich pozycji netto na EUA (giełda ICE) o 50% już na początku kwietnia (do 15,8 mln ton, a później do 1,7 mln ton)³². Powodem były obawy o spowolnienie wzrostu gospodarczego w Europie w obliczu niekorzystnych skutków wojen celnych dla unijnego przemysłu. Jednak znaczący spadek cen, zachęcił instytucje pośredniczące oraz podmioty zobligowane do umorzenia jednostek, do zwiększenia aktywności zakupowej. W połączeniu z informacjami o 90-dniowym zawieszeniu ceł oraz negocjowanym zwiększeniu dostaw LNG z USA do Europy, ceny uprawnień do emisji wzrosły do 67 EUR/t w połowie miesiąca. W kolejnych dniach notowania EUA poruszały się w przedziale 64-66 EUR/t wraz z brakiem jednoznacznych sygnałów z pozostałych rynków. Niższe ceny gazu i węgla energetycznego oraz zapowiedzi ocieplenia i wzrostu generacji z OZE w Europie, hamowały potencjał do wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂.

31) Dane Bloomberg.

32) Dane LSEG na podstawie ICE CoT Report.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC25³¹ (giełda ICE)

EUR/t



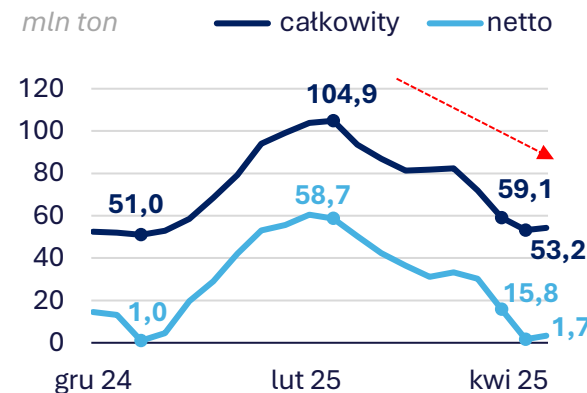
Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Komisja Europejska opublikowała dane o zweryfikowanych emisjach w systemie EU ETS w 2024 roku. Zgodnie z oczekiwaniami nastąpił ich 5% spadek względem poziomu z 2023 roku (do 1,02 mld ton). Najsilniejszą redukcję odnotowano w energetyce i ciepłownictwie (-11% r/r) do poziomu 456 mln ton. Pozwoliła na to wysoka dostępność OZE (głównie PV) w ubiegłym roku (i aktywność w hydroelektrowniach) oraz wyższa produkcja energii elektrycznej z atomu (Francja). Odmiennie emisje z lotnictwa wzrosły o ponad 15% r/r do 56,3 mln ton, co było częściowo efektem ponownego włączenia niektórych lotów międzynarodowych (szerszy zakres geograficzny)³³. Emisje polskich podmiotów objętych EU ETS według danych LSEG wzrosły o niecałe 3% r/r do poziomu 145 mln ton³⁴. Agencja LSEG (Reuters) zmieniła w tym miesiącu prognozę cen uprawnień do emisji do 66 EUR/t w 2Q25, argumentując to korektą na rynku akcji, osłabieniem cen surowców energetycznych i perspektywą spowolnienia w unijnym przemyśle (wyższe cła)³⁵. Jednak w 2. połowie roku, niewykluczone jest odbicie cen EUA przy większych zakupach instalacji pod umorzenie (30.09) oraz wyższym popycie w energetyce przy wzroście tegorocznych emisji sektora (w 1Q25).

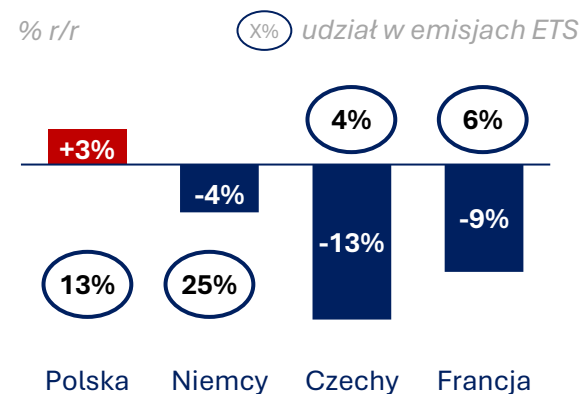
33) Dane Komisji Europejskiej (04.04).
35) LSEG Q2 2025 Carbon Price Forecast.

34) LSEG na bazie wstępnych danych KE (08.04).

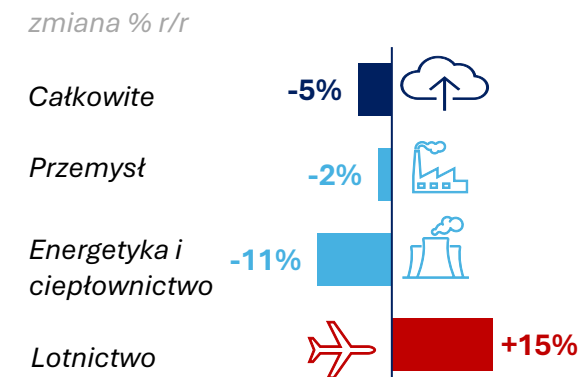
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych na rynku EUA³², gru'24-kwi'25



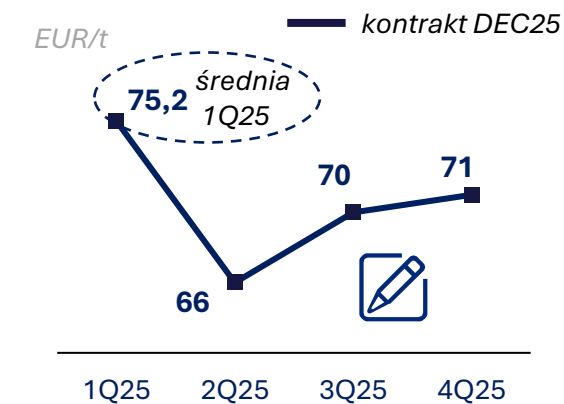
Zmiana wolumenu emisji wybranych państw UE-27³⁴, 2024



Zmiana wolumenu emisji w sektorach EU ETS³³, 2024



Prognoza LSEG cen uprawnień do emisji (EUA)³⁵



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (MAY25) na węgiel energetyczny (API2) najwyższy poziom 106 USD/t osiągnęły już pierwszego dnia miesiąca. Powodem była informacja spółki Glencore o znaczącym zmniejszeniu wydobycia węgla w kolumbijskiej kopalni Cerrejón. Jednak wzrost cen był krótkotrwały, a ogłoszone przez USA cła równoważne, doprowadziły do spadku giełdowych cen węgla do 97 USD/t. W przypadku węgla energetycznego wzrosły obawy o dalsze zmniejszenie importu tego surowca przez Chiny wraz z zaangażowaniem kraju w wojnę celną (przy wyższym wydobyciu krajowym i dostatecznych zapasach surowca w terminalach portowych)³⁷. W połowie miesiąca notowania API2 ponownie wzrosły do 102 USD/t w obliczu wzrostu cen całego kompleksu energetycznego. Później nastąpił sukcesywny spadek notowań do poziomu 92 USD/t przy niższych cenach gazu (TTF), prognozowanym znaczącym ociepleniu w Europie i wzroście produkcji energii elektrycznej z OZE na kontynencie. W tym miesiącu rynek śledził informacje z USA o rozporządzeniach wykonawczych, sprzyjających wydobyciu węgla. Nowe regulacje ułatwią wydobycie z gruntów federalnych, zapewnią fundusze na „nowe technologie węglowe” i złagodzą wytyczne środowiskowe³⁸.

³⁶⁾ Dane Bloomberg.

³⁷⁾ LSEG Coal Weekly.

³⁸⁾ Informacje Bloomberg (08.04).

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³⁶ (giełda ICE)

USD/t



Węgiel energetyczny (API2)

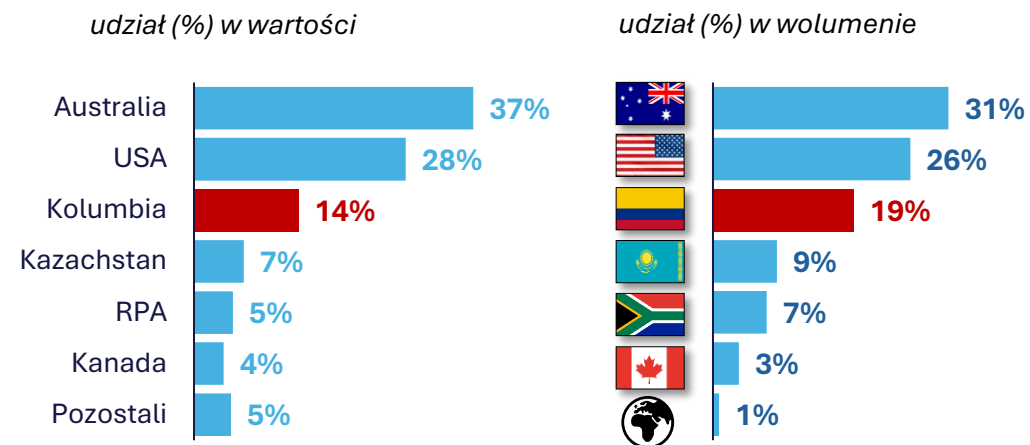
Decyzja Glencore o zmniejszeniu wydobycia w kopalni Cerrejón o 5 lub nawet 10 mln ton w obecnym roku (do poziomu 11-16 mln ton), wpłynęła na wzrost notowań API2, ze względu na istotną pozycję Kolumbii wśród dostawców węgla m.in. do Unii Europejskiej³⁹. Według danych Eurostat w 4Q24 udział Kolumbii w unijnym imporcie węgla spoza regionu wynosił 19% (ok. 3,5 mln ton)⁴⁰. Jednak patrząc na uzasadnienie decyzji Glencore „zbyt niskimi cenami węgla w dostawach morskich”, można wnioskować o niewielkim ryzyku napięcia na rynku fizycznym w najbliższym roku. Pomimo osiągnięcia rekordowego popytu na węgiel w 2024 roku w Chinach, import w obecnym roku maleje m.in. przez wzrost krajowej produkcji. Dane NBS Chin wskazują na zwiększenie krajowego wydobycia w mar'25 do 441 mln ton (+10% vs średnia sty-lut), co jest najlepszym wynikiem od lis'24. W konsekwencji ceny krajowe węgla spadły do najniższego poziomu od 4 lat, a import surowca w marcu zmniejszył się o 5% r/r. Jednak import węgla energetycznego spadł o ponad 9% r/r, ze względu na niższy popyt na importowany surowiec tamtejszego sektora energetycznego. Import węgla metalurgicznego wzrósł w marcu o prawie 3% r/r (choć jego dostawy z USA spadły o 62% r/r)⁴¹.

39) Dane LSEG (Reuters).

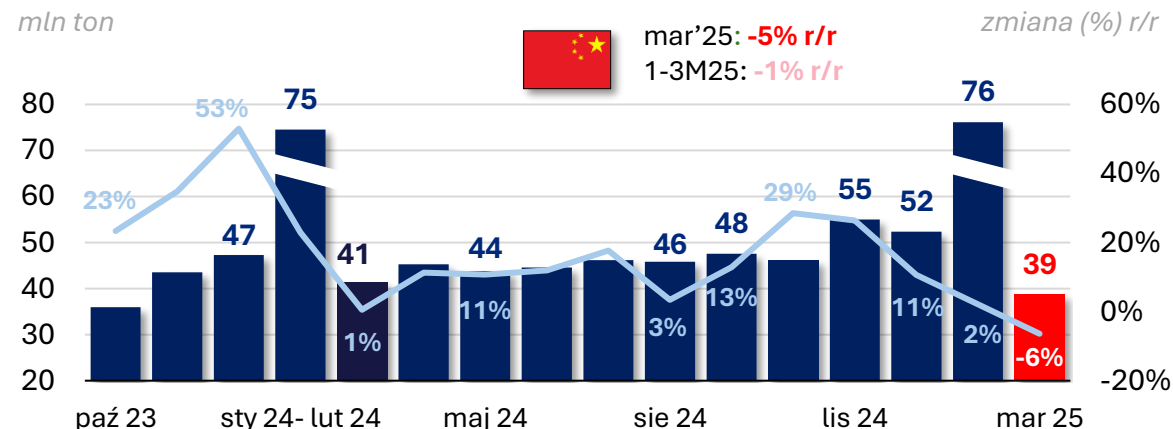
40) Dane Eurostat.

41) Dane Bloomberg, NBS Chin oraz China Customs (dane statystyczne za styczeń i luty podawane są łącznie).

Najwięksi dostawcy węgla (ogółem) do Unii Europejskiej⁴⁰, 4Q24



Chiński import węgla (ogółem)⁴¹, 4Q23-1Q25



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 28.04.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	65,86	-11%	-25%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	32,40	-20%	+16%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	155,80	-10%	-9%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	404,19	-5%	-13%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC25)	65,31	-5%	0%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	92,20	-6%	-9%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 28.04.2025

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.

