

Październik **2025**

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

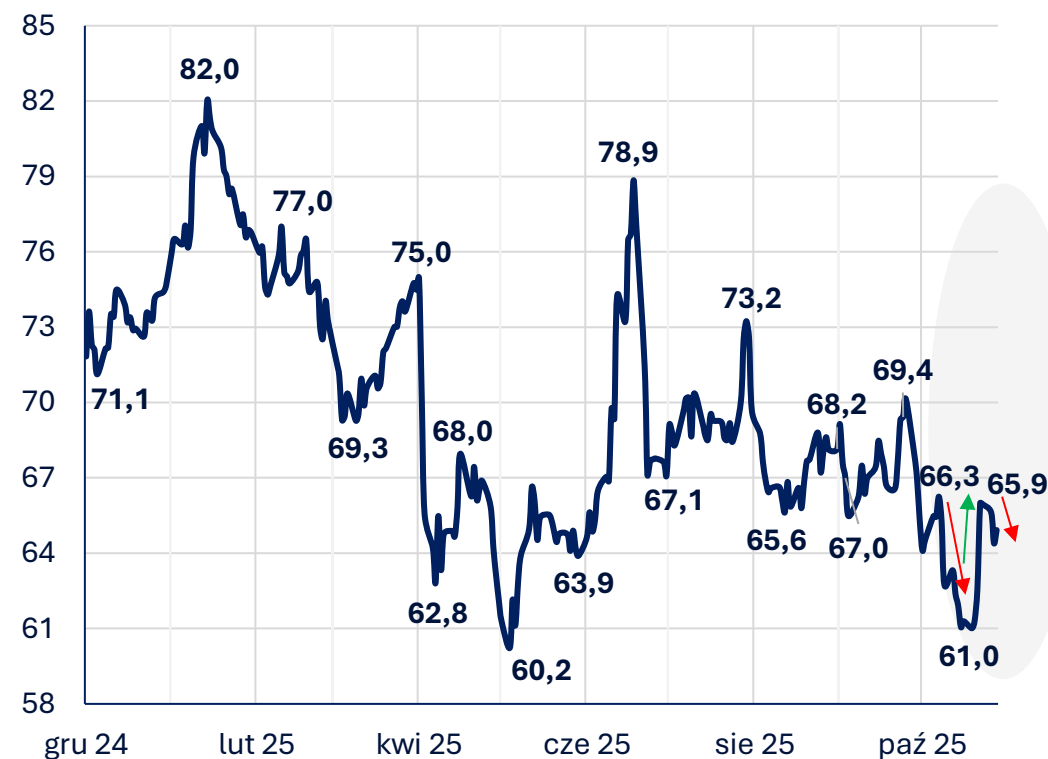
Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt DEC25) w pierwszych dniach października umocniły się do poziomu 66,3 USD/b wraz z impasem w negocjacjach pokojowych o Ukrainie oraz decyzją OPEC+ o zwiększeniu wydobycia o „zaledwie” 137 tys. b/d (obawy o +500 tys. b/d). **Później nastąpił spadek cen Brenta do 62,7 USD/b (10.10), po wstępnym ogłoszeniu pokoju w Strefie Gazy, a następnie do 61 USD/b w połowie miesiąca. Powodem korekty do najniższego poziomu od maja, była eskalacja napięcia handlowego na linii USA-Chiny, paraliż rządu w USA oraz obawy o nadpodaż surowca na rynku w 1Q26.** Po tym jak Chiny ogłosiły restrykcje w eksporcie metali ziem rzadkich (od 1 gru.), USA objęły sankcjami chińskie podmioty importujące irańską ropę, a D. Trump zapowiedział nałożenie 100% ceł na import towarów z Państwa Środka (od 1 lis)². Ubiegły tydzień zakończony został ponownym wzrostem cen ropy naftowej do 66 USD/b, po objęciu sankcjami USA rosyjskich koncernów Łukoil oraz Rosneft, a także przyjęciu 19. pakietu sankcji UE na Rosję. W efekcie wzrosła presja na Indie oraz Chiny. Ostatnie dni przyniosły jednak poprawę relacji handlowych USA-Chiny (zapowiedzi niższych ceł i ograniczenia kontroli eksportowych).

1) Dane Bloomberg.

2) Informacje LSEG 14.10.2025.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

W ostatnim miesiącu ceny na rynku ropy naftowej były kształtowane głównie przez politykę celno-sankcyjną największych producentów i konsumentów surowca. Decyzja Chin (09.10), które skupiają prawie całe globalne moce rafinacji metali ziem rzadkich (91% produkcji)³, została odebrana jako uderzenie m.in. w proces zbrojenia NATO. Stany Zjednoczone przed groźbą 100% ceł na import towarów z Chin, objęły sankcjami m.in. Grupę *Shandong Jincheng Petrochemical*. Właśnie w prowincji Shandong niezależne rafinerie przerabiają najwięcej ropy z Iranu, Rosji i Wenezueli. Istotnym obostrzeniem jest objęcie sankcjami terminala *Rizhao Shihua Crude Oil Terminal Co. Ltd*, który w połowie należy do państwowego Sinopecu⁴. Objęty sankcjami terminal importowy ropy naftowej jest piątym z kolei (pod restrykcjami) w samej prowincji produkcyjnej Shandong, a dostosowany jest do rozładunku największych tankowców VLCC (do 2 mln baryłek). W odwecie Chin nałożyły na jednostki powiązane z USA nowe opłaty portowe. Jednym ze skutków był ponowny wzrost (od 14.10) stawek frachtu dla tankowców (VLCC) w obliczu rosnących trudności logistycznych i większego popytu na jednostki niepowiązane z Chinami czy USA.

3) IEA: Global Critical Minerals Outlook 2025.

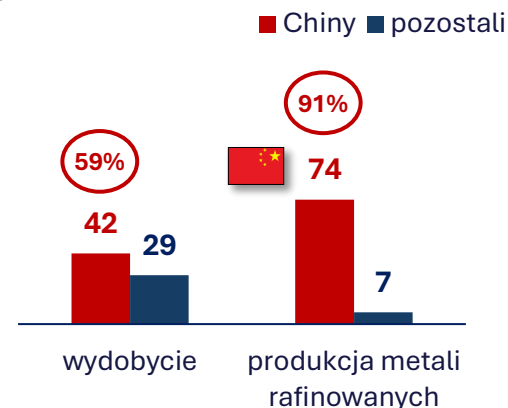
4) LSEG informacje z 10.10 oraz dane o frachcie do 29.10.

5) Dane EPU 29.10.2025.

6) Dane US EIA, luty 2025.

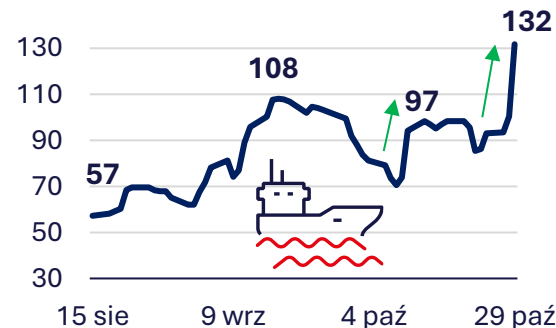
Podaż metali ziem rzadkich z Chin na tle świata³, 2024

tys. ton rocznie



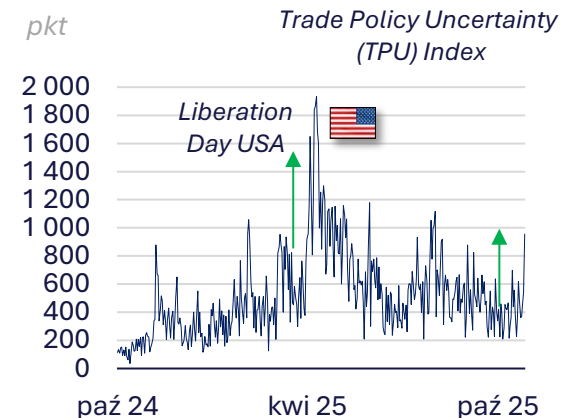
Stawki frachtu dla największych tankowców na trasie Bliski Wschód-Chiny⁴, sie'25-paź'25

pkt Worldscale

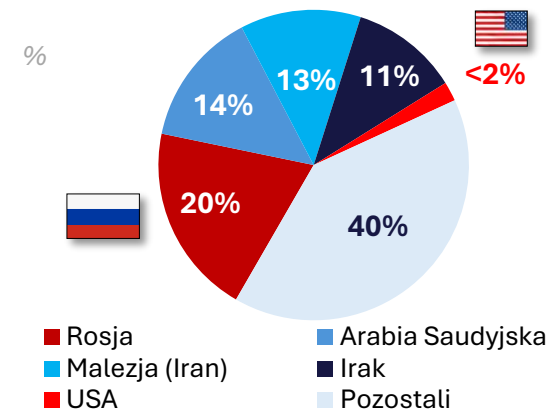


Indeks niepewności polityki handlowej⁵, 2023-2025

pkt



Główne kierunki chińskiego importu ropy naftowej⁶, 2024



Ropa naftowa (Brent)

Ostatnie dni miesiąca i spotkanie Prezydentów Chin oraz USA, pokazały istotną zmianę w relacjach, wstępnie na poziomie wzajemnych deklaracji.

D. Trump zapowiedział obniżkę ceł importowych na towary z Chin w zamian za rzekome zobowiązanie Państwa Środka do ponownych zakupów soi, zaostrezenia walki z fentanylem, obniżki ceł na import z USA, a przede wszystkim wstrzymania (najprawdopodobniej na rok) restrykcji eksportowych metali ziem rzadkich⁷. Nie jest wiadome (na dzień 30.10) podejście obydwu państw do wzajemnych opłat portowych, których zniesienie postulowały Chiny. W pierwszych godzinach po spotkaniu, ceny Brenta nieznacznie spadły (64,4 USD/b), co świadczyło o sceptycznym podejściu inwestorów do deklaracji USA. Warto zauważyć, że w przypadku Chin tempo wzrostu gospodarczego w 3Q25 wynosiło 4,8% r/r (vs +5,2% r/r w 2Q25), a motorem napędowym był właśnie eksport, przy słabnących inwestycjach (nakłady na nieruchomości -14% r/r)⁸. nierozwiązaną kwestią pozostają zakupy ropy z Rosji, której eksport drogą morską (22.09-19.10) wzrósł do 3,82 mln b/d tj. najwyższego poziomu od maja 2023⁹. Jednak dostawy do Chin spadły w tym czasie do 1,21 mln b/d z poziomu 1,67 mln b/d w okresie 18.08.-14.09.

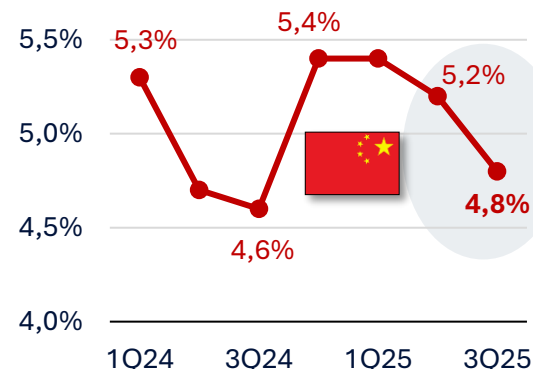
7) Dane Reuters 30.10.2025.

9) Dane Bloomberg z 21.10 na podstawie ruchu statków.

8) Dane NBS Chin.

Tempo wzrostu chińskiego PKB⁸, 1Q24-3Q25

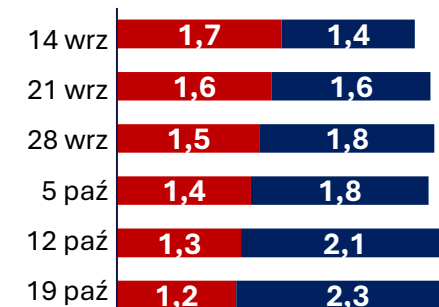
% r/r



Eksport rosyjskiej ropy drogą morską do Chin⁹, sie'25-paź'25

mln b/d

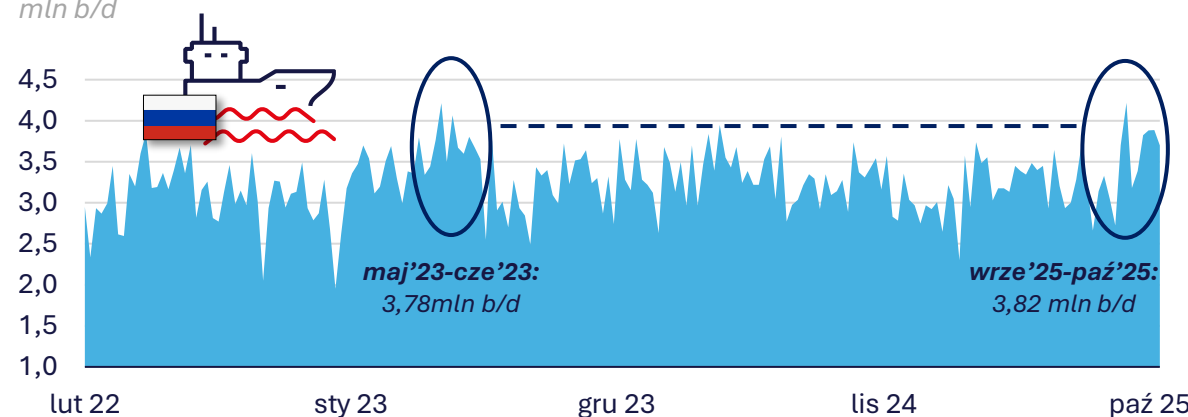
■ Chiny ■ inne w Azji



*średnia krocząca z 4 tygodni poprzedzających daną datę

Eksport rosyjskiej ropy naftowej drogą morską⁹, 2022-2025

mln b/d



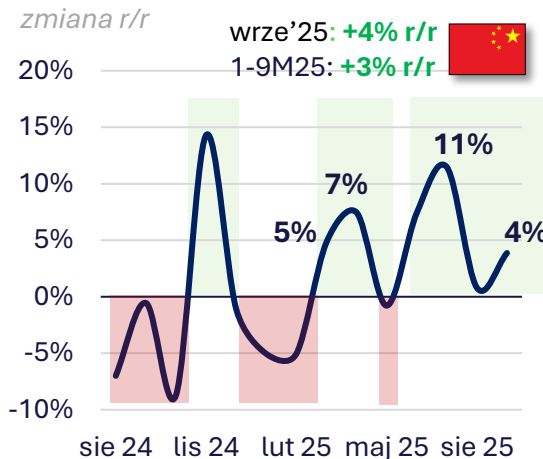
Ropa naftowa (Brent)

Uczestnikom rynku ropy naftowej towarzyszą obawy o realizację pesymistycznych prognoz *International Energy Agency* tj. największego od początku 2020 roku niezbilansowania rynku fizycznego surowca. IEA szacuje wzrost globalnych zapasów o 225 mln baryłek (w okresie sty'25-sie'25) do najwyższego poziomu od 4 lat tj. 7,9 mld baryłek¹⁰. Prawie 1/3 światowego wzrostu zapasów „wchłonęły” Chiny, gdzie stany magazynowe są o 30% wyższe względem poziomu z 2019 roku. Jest to efekt m.in. nowych przepisów krajowych, obligujących spółki naftowe do zwiększania zapasów w komercyjnych magazynach, celem zwiększania bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jednak rynek obawia się nadchodzącego spowolnienia chińskiego importu ropy naftowej (i tempa gromadzenia zapasów) w obliczu zamętu polityki celno-sankcyjnej. IEA szacuje, że poziom nadwyżki ropy na globalnym rynku może wzrosnąć z poziomu 1,9 mln b/d (średnia sty'25-wrze'25) do ok. 4 mln b/d w 2026 roku, za sprawą dodatkowej podaży OPEC+ i Ameryki Płn., przy słabym wzroście globalnego popytu¹⁰. Jednak hipotetyczne odejście Chin oraz Indii od importu ropy z Rosji, mogłoby zwiększyć konkurencję o dostawy z innych kierunków i zmienić sytuację na rynku fizycznym.

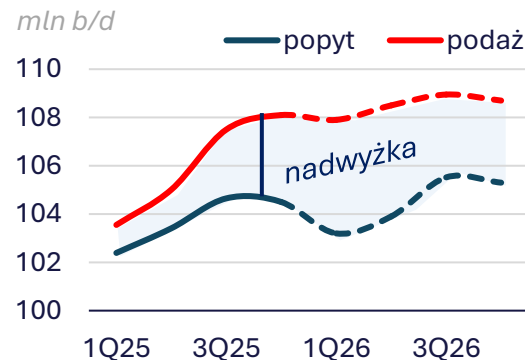
10) IEA: komentarz T. Bosoni z 17.10.2025.
12) IEA: Oil Market Report Oct'25.

11) Bloomberg na podstawie danych Kpler.
13) US EIA STEO Oct'25.

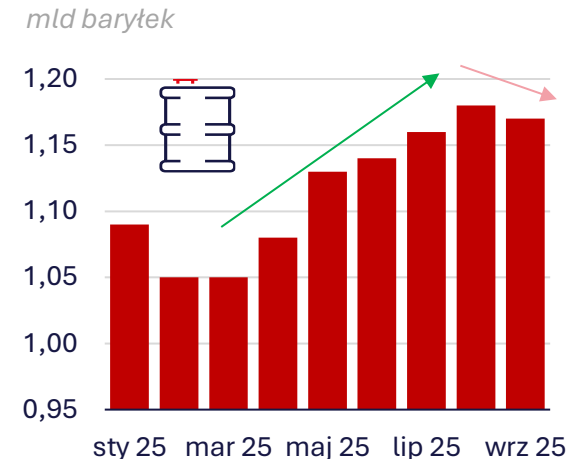
Dynamika chińskiego importu ropy naftowej¹¹



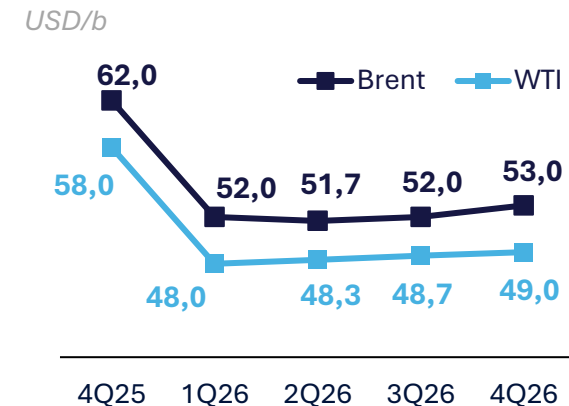
Globalny popyt i podaż paliw płynnych z prognozą IEA do 4Q26¹²



Zapasy ropy naftowej w Chinach¹¹, 2025



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent i WTI¹³ (US EIA)



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF NOV25) poruszały się w październiku w dość wąskim przedziale 31,3-33,3 EUR/MWh, dzięki łagodnym warunkom atmosferycznym oraz dobremu zaopatrzeniu w LNG.

Warto zauważyć, że na początku miesiąca nastąpił wzrost cen gazu nieco powyżej 33 EUR/MWh po kilkudniowym ochłodzeniu w Europie oraz jednym z największych rosyjskich ataków na ukraińską infrastrukturę energetyczną. W pierwszej dekadzie miesiąca spadek cen hamowały strajki we francuskich terminalach LNG, mniejsze dostawy gazu z Norwegii (przedłużane naprawy) oraz dość wysoki popyt na gaz do celów grzewczych. Pierwsza połowa października została zakończona spadkiem cen poniżej 32 EUR/MWh wraz z pokojem na Bliskim Wschodzie, niskim popytem importowym w Azji oraz danymi o rosnącym imporcie LNG do UE-27 (+20% m/m)¹⁵. Później to znaczący wzrost produkcji energii z farm wiatrowych na Zachodzie Europy oraz chwilowe ocieplenie, utrzymywały ceny na niższym poziomie. Jednak przyjęcie 19. Pakietu sankcji UE z zakazem importu rosyjskiego LNG od 2027 roku, chwilowo wsparło ceny gazu. Pod koniec miesiąca stabilna perspektywa podażowa osłabiła notowania w punkcie TTF poniżej 32 EUR/MWh.

¹⁴⁾ Dane Bloomberg.

¹⁵⁾ Dane Kpler.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹⁴ (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

Nowy sezon grzewczy państwa UE-27 rozpoczęły z magazynami wypełnionymi w 83% wobec 94% ich zapełnienia w zeszłym roku. W ostatnim czasie rosnąca podaż LNG (głównie z USA) łagodzi obawy uczestników rynku o kwestię zimowego zaopatrzenia w Europie, szczególnie przy niskim chińskim imporcie (większe wydobycie własne oraz dostawy z Rosji). Jednak niższe zapasy gazu na początku sezonu grzewczego i dodatkowe potrzeby importowe Ukrainy, budzą niepewność wobec skali koniecznego zwiększenia importu. Agencja Reuters szacuje dodatkowy import (UE-27) tej zimy na ok. 160 gazowców, argumentując to również spadkiem dostaw gazociągami z Rosji (w 4Q24 tranzyt UA)¹⁶. W efekcie w całym 2025 roku unijny import LNG wzrośnie do ekwiwalentu 820 gazowców wobec 660 w roku poprzednim. Rosyjskie ataki na ukraiński sektor energetyczny przełożą się na zwiększenie zakupu m.in. LNG. Bloomberg szacuje dotychczasowy import gazu (do UA) na 4,8 mld m³ oraz prognozuje konieczność zakupu jeszcze ok. 1 mld m³ gazu do końca roku. Pomimo osiągnięcia wyznaczonego na ten rok (przez władze) zapełnienia magazynów przed zimą wolumenem ok. 13 mld m³ gazu, Ukraina w 2026 roku może zakupić ponownie ok. 6 mld m³ gazu¹⁷.

16) Prognozy Reuters z 06.10.2025.

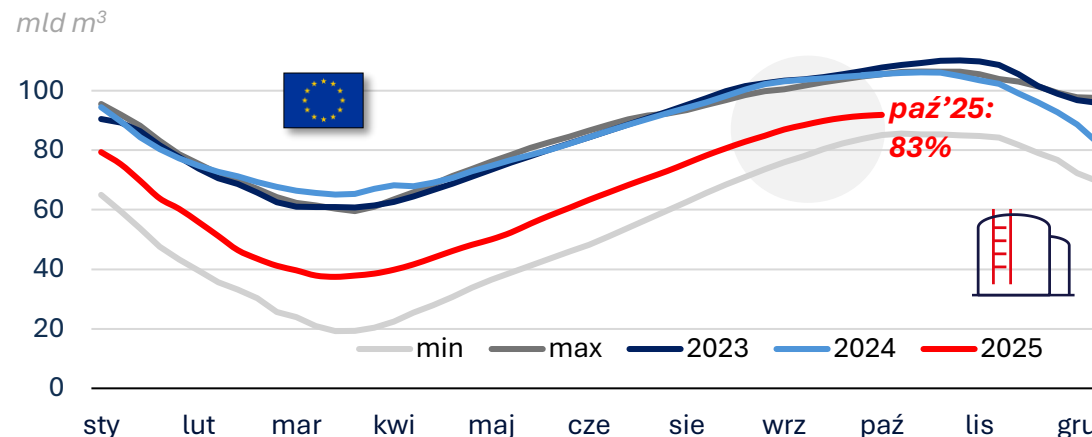
18) Dane GIE AGSI odczyt z 29.10.2025.

Min-max z okresu 2015-2020

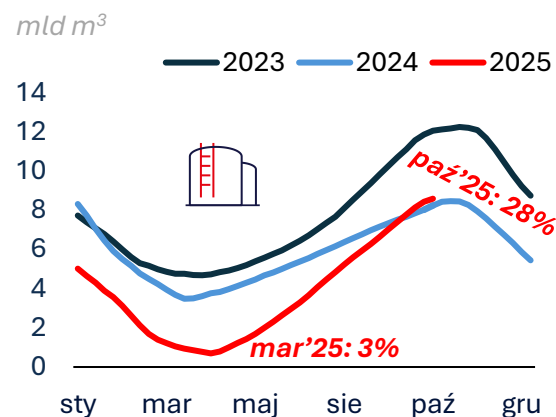
17) Dane BloombergNEF i ENTSOG z 27.10.2025.

19) Dane Bruegel, odczyt 25.10.2025.

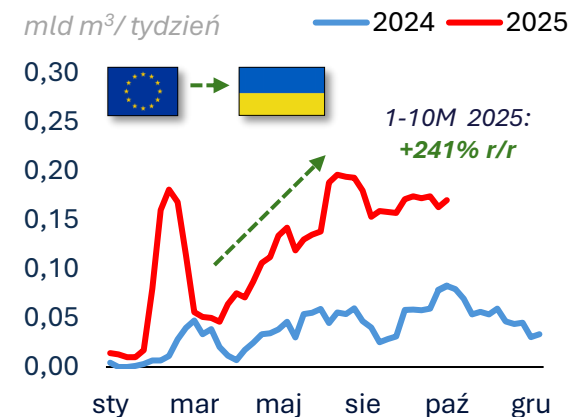
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹⁸, 2023-2025



Zmiana wypełnienia ukraińskich magazynów gazu¹⁹, 2023-2025



Dostawy gazu z UE do Ukrainy¹⁹, 2024-2025



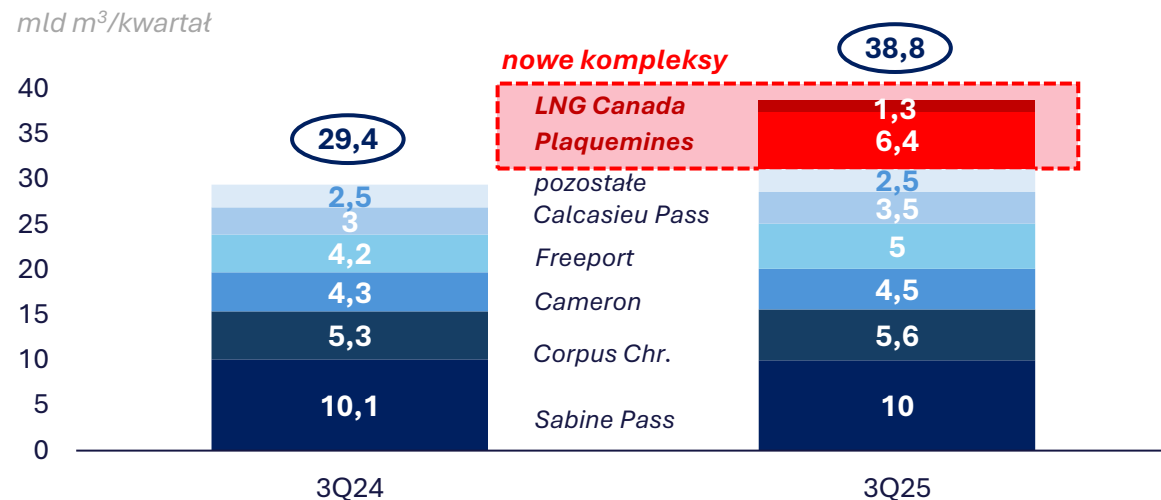
Gaz ziemny (TTF)

Zmniejszenie obaw o globalne dostawy LNG, może być uzasadnione m.in. danymi o eksporcie skroplonego gazu z samej Ameryki Północnej. W 3Q25 tamtejsze terminale dostarczyły o 32% więcej surowca na eksport niż w poprzednim roku. Jak wskazuje *The Oxford Institute for Energy Studies*, uruchomienie już w lipcu drugiego zakładu skraplania w kompleksie *Plaquemines LNG* (USA), może przyspieszyć osiągnięcie maksymalnych mocy produkcyjnych kompleksu tj. 27 mld m³ rocznie²⁰. Dla porównania import LNG w Europie OECD wzrósł o prawie 28 mld m³ r/r w czasie trzech kwartałów 2025 (do 127 mld m³). Dane IEA wskazują na wzrost łącznego eksportu z USA o 21 mld m³ (1Q-3Q25), dzięki nowym mocom *Plaquemines LNG*, rozbudowie *Corpus Christi* oraz powrotu do pełnej operacyjności *Freeport LNG* (po 2 latach). Co istotne, US EIA prognozuje, że trwające inwestycje w sektorze, podwoją przed końcem dekadę potencjał eksportowy USA²¹. Z kolei kompleks *LNG Canada* może osiągnąć moce eksportowe ok. 18 mld m³ rocznie (faza 1), które do 2029 r. również mogą zostać podwojone (faza 2). Trasa z zachodniego wybrzeża Kanady do Azji jest o połowę krótsza (10 dni) niż z Zatoki Meksykańskiej oraz nie generuje kosztów jak tranzyt kanałem Panamskim.

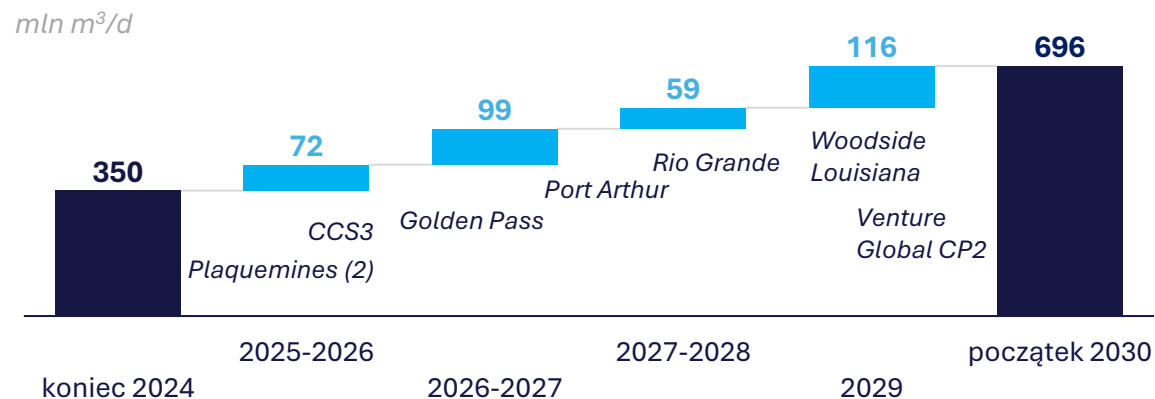
20) *The Oxford Inst. For Energy Studies: Quarterly Gas Market Review, Oct'25.*

21) *Dane i prognozy US EIA, 2025.*

Eksport LNG z Ameryki Północnej według terminali²⁰, 3Q24 oraz 3Q25



USA: moce eksportowe LNG w 2024 roku oraz planowane nowe moce do 2030 roku (prognoza US EIA)²¹



Gaz ziemny (TTF)

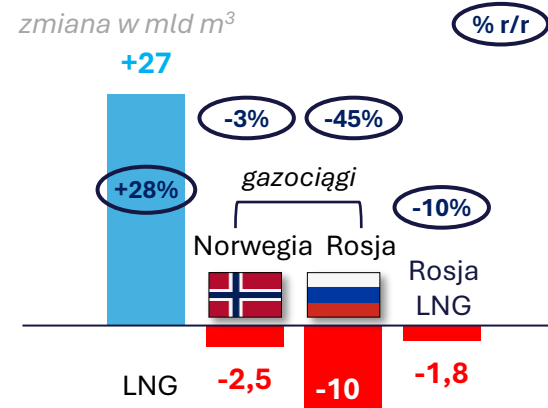
Planowane przez Unię Europejską odejście od importu rosyjskiego gazu w ciągu najbliższych dwóch lat, najprawdopodobniej przypadnie w okresie odczuwalnej globalnie nadwyżki LNG na rynku. Serwis Bloomberg szacuje największą nadpodaż skroplonego gazu w latach 2028-2029 wraz z pełną operacyjnością budowanych w tej dekadzie kompleksów. International Energy Agency (IEA) zwraca uwagę, że z prawie 300 mld m³/r nowych mocy skraplania (uruchomionych do 2030 r.), aż 70% będzie zlokalizowanych w USA i Katarze (łącznie). **Już w tegorocznych danych widoczne jest zastępowanie malejących dostaw rosyjskiego gazu przez LNG (głównie ze Stanów Zjednoczonych)**²². W czasie trzech kwartałów tego roku import LNG z Rosji do Europy spadł o 10% r/r, a dostawy gazociągami o 45% r/r (co jest efektem zakończenia tranzytu przez Ukrainę w styczniu). Jednak eksport z Rosji do Turcji wzrósł o 20% r/r w czasie 1-7 M25²². Rosnące tempo importu skroplonego gazu spoza Rosji, pozwoliło na zwiększenie zatłoczenia unijnych magazynów o 35% r/r w samym 3Q25²³. Dane agencji ACER wskazują, że lepszy wynik w ostatnich 5 latach osiągnięto jedynie w trakcie kryzysu energetycznego lat 2021-2022.

22) IEA: Gas 2025. Analysis and forecast to 2030.

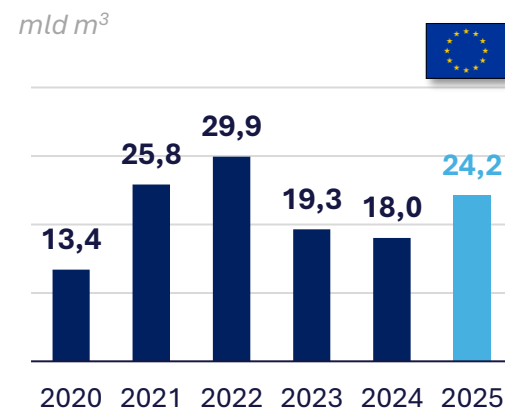
23) ACER: Key developments in EU gas wholesale markets, 3Q25.

24) Dane Bruegel oraz Bloomberg: odczyt z 29.10.2025.

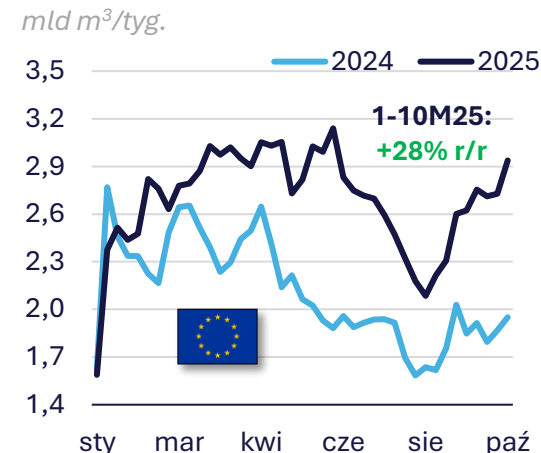
Zmiana wolumenu importu gazu do Europy (główne kierunki)²², 1-3Q25 vs 1-3Q24



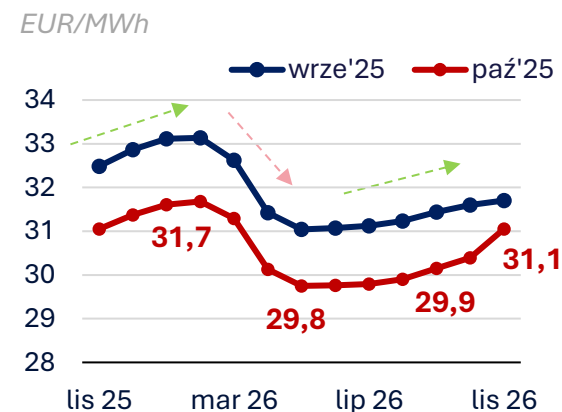
Zatłoczenie unijnych magazynów w trzecim kwartale²³, 2020-2025



Import LNG do UE-27²⁴, 2025 vs 2024



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)²⁴



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii podążały za zmianami cen na europejskim rynku, umacniając się na początku miesiąca do 159 PLN/MWh. Później wraz ze wzrostem temperatury i wyższą produkcją energii z wiatru, nastąpił sukcesywny spadek cen gazu do 152 PLN/MWh w ubiegłym tygodniu. Udział gazu w polskiej strukturze wytworzenia wynosił w tym miesiącu ok. 15,5% wobec 13,5% we wrześniu²⁶. Polskie magazyny gazu na koniec października pozostają wypełnione w 100%. Dane Bloomberg wskazują na 32% wzrost (r/r) importu LNG do terminala w Świnoujściu w okresie 1-10M25. Za 75% dostaw skroplonego gazu w tym roku odpowiadały Stany Zjednoczone, a za 22% Katar²⁷. We wrze'25 przyjęto również dostawę z Trynidadu i Tobago, a w tym miesiącu z Senegalu. Gaz-System opublikował wyniki badania zapotrzebowania na moc terminalu FSRU wśród 14 krajowych i zagranicznych firm²⁸. Zgłoszone zapotrzebowanie w okresie 2031-2032 przekroczyło 4x planowaną moc (4,5 mld m³/r) instalacji drugiego terminala. Nawet połowa regazyfikowanego wolumenu miałaby zostać przeznaczona na eksport. Większość ankietowanych jest zainteresowana długoterminowym korzystaniem z usług terminala (2028-2048).

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

27) Dane Bloomberg 27.10.2025.

26) Dane Eurelectric z 30.10.2025.

28) Komunikat Gaz-System 20.10.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz²⁵ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii w pierwszej dekadzie października wzrosły z 428 PLN/MWh do prawie 442 PLN/MWh wraz wyższymi cenami gazu na początku miesiąca, ale przede wszystkim dynamicznym umocnieniem na rynku uprawnień do emisji. Nagły spadek cen energii w Europie w połowie miesiąca (pokój w Strefie Gazy, eskalacja napięcia handlowego USA-Chiny i spadek notowań ropy oraz gazu), przyczynił się również do korekty CAL26 do 432 PLN/MWh (14.10). Później nastąpiło odbicie cen w okolice 435 PLN/MWh i ponowny spadek w kierunku 430 PLN/MWh wraz z łagodniejszymi warunkami atmosferycznymi. Wstępne dane Eurelectric wskazują na wzrost udziału energii z farm wiatrowych w krajowej strukturze wytworzenia z ok. 16% we wrześniu do ponad 20% w obecnym miesiącu. Zostało to częściowo zbilansowane wyraźnym spadkiem wytworzenia z instalacji PV (-43% m/m). Rozpoczęcie sezonu grzewczego przyniosło wzrost produkcji energii z węgla (ogółem) o 12% m/m³⁰. Jednak analitycy Forum Energii wskazują na znaczące zmiany w polskiej strukturze wytworzenia, gdzie udział węgla w okresie wrze'15-wrze'25 zmniejszył się o 35,9 p.p., dzięki rozwojowi OZE oraz budowie nowych dużych bloków gazowych³¹.

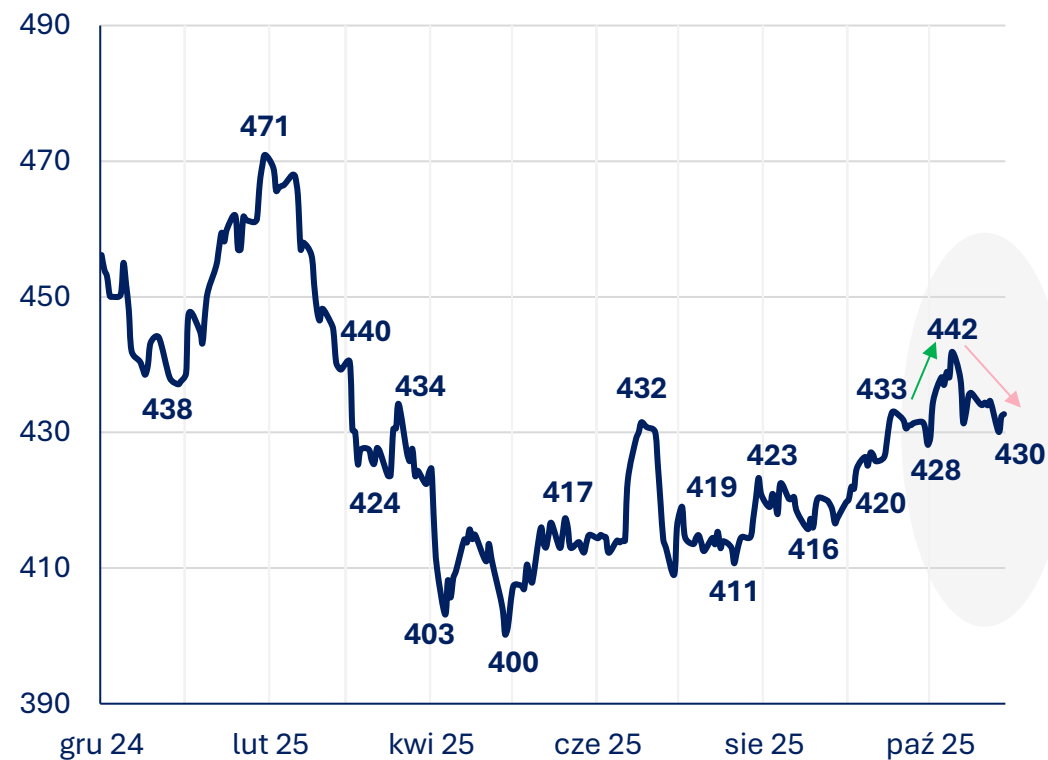
29) Dane TGE- DKR z godziny 14:00.

31) Forum Energii: miesięcznik wrze'25.

30) Dane szacunkowe Eurelectric do 29.10.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną²⁹ (TGE)

PLN/MWh



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie (DEC25) w pierwszej dekadzie października wzrosły do 79,7 EUR/t (najwyższego poziomu od lutego). Wśród przyczyn wskazywane jest ochłodzenie na początku miesiąca oraz niższa produkcja energii z OZE, co zwiększało popyt na paliwa kopalne zarówno do celów grzewczych jak i w energetyce. Jednak na przestrzeni całego miesiąca, to działania funduszy inwestycyjnych były najsilniejszym bodźcem do wzrostu cen giełdowych EUA. Zwiększanie zaangażowania inwestorów spekulacyjnych, doprowadziło do najwyższego poziomu długich pozycji (ogółem) w historii (123 mln ton), przy wolumenie długich pozycji netto na poziomie 94,7 mln ton EUA (17.10)³³. Powodem kontynuowania „gry” na wzrost notowań EUA jest oczekiwane ograniczenie wolumenu aukcyjnego, odczuwalne w 2026 roku. W połowie miesiąca ceny uprawnień spadły chwilowo w okolice 76,9 EUR/t po ogłoszeniu pokoju w Strefie Gazy, przy ociepleniu na kontynencie i wysokich dostawach LNG. Co prawda 20 paź. notowania chwilowo wzrosły do 79,8 EUR/t wraz z decyzją o zakazie importu gazu z Rosji do UE, to koniec miesiąca przyniósł lekką korektę do 77-78 EUR/t wraz z łagodnymi warunkami pogodowymi i niskimi cenami gazu³⁴.

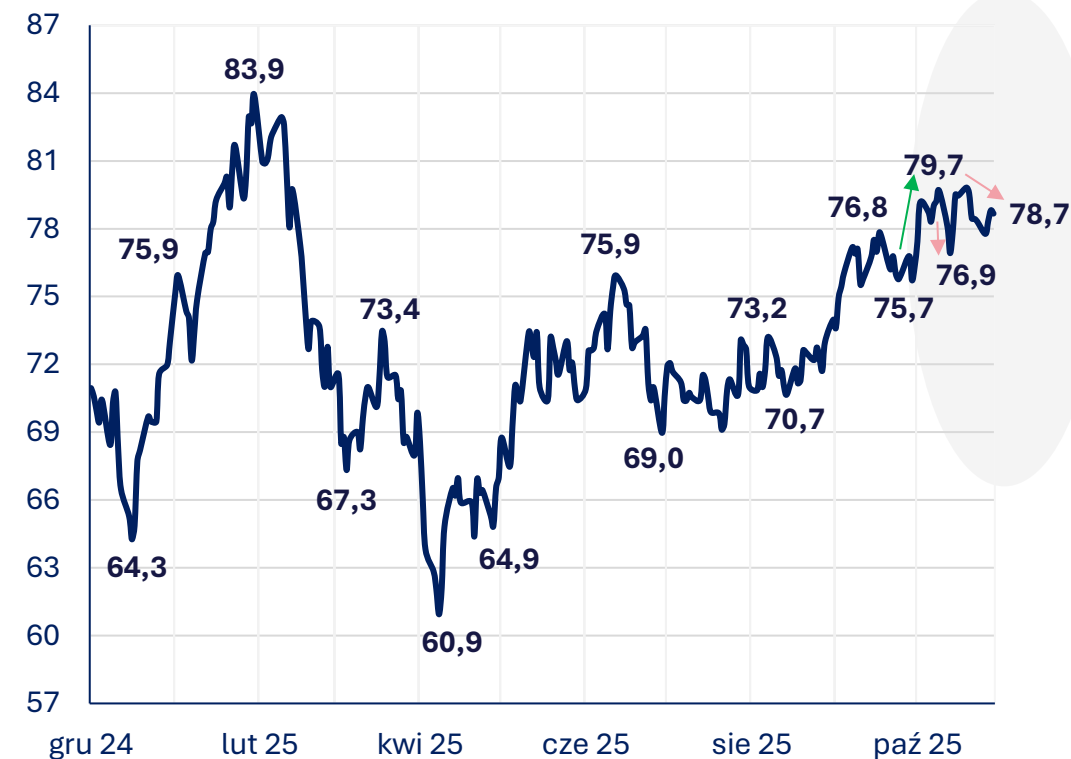
³²⁾ Dane Bloomberg.

³³⁾ Dane LSEG 22.10.2025.

³⁴⁾ Dane Montel Research 29.10.2025.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC25³² (giełda ICE)

EUR/t



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Międzynarodowa Organizacja Morska (IMO ONZ) odroczyła o rok przyjęcie przepisów o mechanizmach redukcji emisji w żegludze m.in. w formie podatku. Powodem była presja polityczna. Głównym oponentem okazały się Stany Zjednoczone, określające mechanizm jako „globalny podatek węglowy dla Amerykanów” i podkreślające ryzyko wzrostu kosztów żeglugi³⁵. Globalne emisje GHG sektora wynoszą ok. 1 mld ton rocznie. Celem IMO jest odejście od ciężkiego paliwa bunkrowego na bazie ropy, co następuje od 2020 roku wraz z rosnącym udziałem paliwa o bardzo niskiej zawartości siarki (VLSFO: 0,5%). Co więcej, patrząc na strukturę zamówień nowych statków widoczne jest przejście od pochodnych ropy naftowej (49% zamówień) do LNG (37%)³⁶. W tym celu zapotrzebowanie na skroplony gaz może przekroczyć 4 mln ton do końca 2025 roku. Francuski Total Energy prognozuje globalny popyt na LNG oraz bio-LNG w żegludze na poziomie 15 mln ton w 2030 roku. Szacunki przedstawicieli branży jak DNV wskazują, że już teraz ok. 781 jednostek z napędem dual-fuel wykorzystuje właśnie LNG. Do końca dekady zamówiono kolejnych 621 jednostek³⁷. Spośród paliw alternatywnych, konkurencją dla LNG może być metanol i amoniak.

³⁵) Reuters 22.10.2025

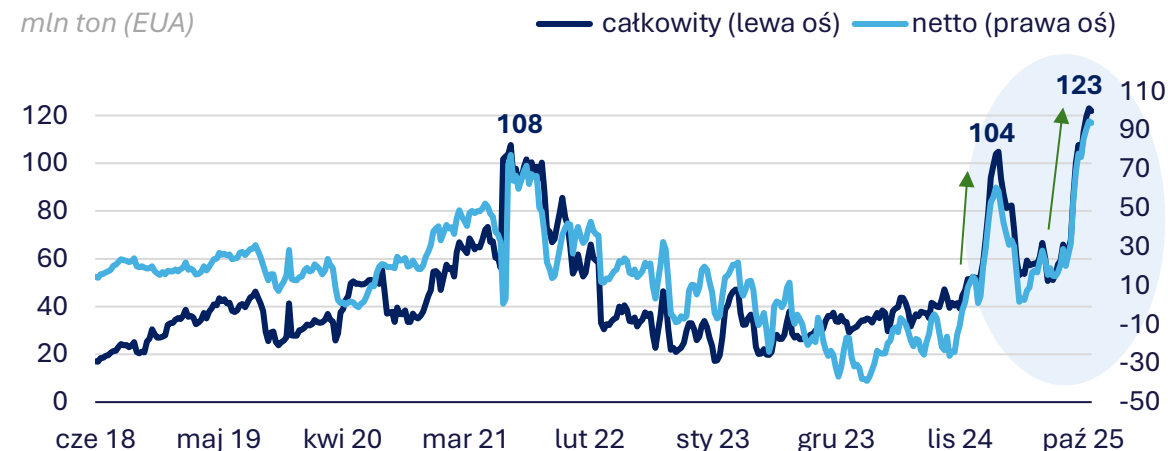
³⁷) LSEG na podstawie danych DNV.

³⁶) Bloomberg na podstawie danych DNV.

*) konwencjonalne tj. na bazie ropy naftowej w tym VLSFO.

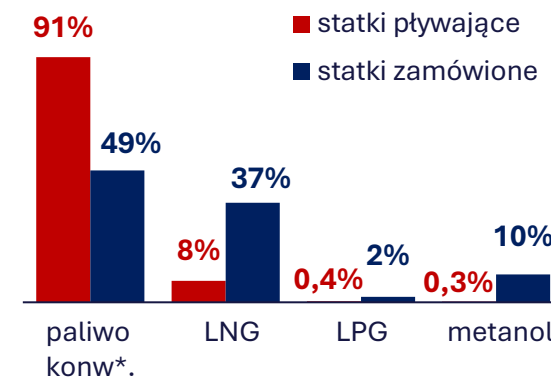
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych na rynku EUA³³, 2018-2025

mln ton (EUA)

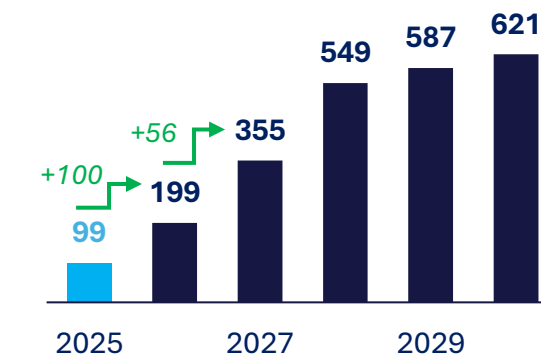


Struktura paliw wykorzystywanych w globalnej żegludze³⁶, 2025

%



Skumulowana liczba zamówionych jednostek z napędem LNG do 2030 roku³⁶



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (NOV25) na węgiel energetyczny (API2) w pierwszej połowie października ulegały stopniowemu osłabieniu z poziomu 94,6 USD/t do niecałych 90 USD/t. Wśród przyczyn można wskazać chwilowo niższe zużycie węgla energetycznego w Niemczech oraz stabilny poziom zapasów surowca do pokrycia europejskiego popytu, przy łagodnych warunkach atmosferycznych zimą. Jednak w połowie miesiąca nastąpił nagły wzrost cen węgla do 96,6 USD/t. Powodem była publikacja danych o wzroście chińskiego importu węgla (ogółem) do najwyższego poziomu od 9 miesięcy tj. 46 mln ton (wrze'25), co zwiększyło nadzieje rynku na „przejęcie” nadwyżkowego wolumenu przez Państwo Środka i poprawę stawek eksporterów w dostawach drogą morską³⁹. Druga dekada października przyniosła najpierw lekką korektę cen do 94,5 USD/t, a później ponowne umocnienie do 99 USD/t. Czynnikiem hamującym potencjał do wzrostu cen jest relatywnie niska cena gazu, przy wyższej temperaturze w Europie oraz prognozowanym wzroście importu węgla energetycznego do UE-27 w paź'25 o 61% m/m⁴⁰. Zapasy surowca w portach ARA wzrosły w zeszłym tygodniu do poziomu 3,6 mln ton, co stanowi największy wolumen od połowy maja. Wzrost cen węgla może nastąpić przy spadku generacji z wiatru, szczególnie w Niemczech.

39) Dane NBS Chin oraz China Customs.

40) Montel Research: najwyższy wol. importu od 7 m-cy.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³⁸ (giełda ICE)



Węgiel energetyczny (API2)

Dane o wrześniowym wzroście chińskiego importu węgla (+12% m/m), ponownie były głównym czynnikiem wzmacniającym ceny węgla API2.

Dane Biura Statystycznego Chin wskazują na dalszy spadek krajowego wydobycia (-2% r/r we wrze'25), co podniosło ceny krajowe oraz zwiększyło opłacalność importu drogą morską. Pomimo wstrzymania pracy licznych kopalń z racji przekroczenia limitów produkcyjnych, dane za 1-9M25 wskazują nadal na 2% wzrost krajowej produkcji do poziomu 3,57 mld ton⁴¹. Produkcja energii elektrycznej z węgla w tym okresie spadła zaledwie o 1,4% r/r i wyniosła 4317 TWh⁴². Dla porównania wytworzenie energii z węgla w UE-27 wyniosło w czasie 1-9M25 183 TWh (+3% r/r)⁴². Co ciekawe, dane za pierwsze półrocze w USA wskazują na 15% wzrost (r/r) zużycia węgla w energetyce. Powodem były mrozy w 1Q25, przy bardzo wysokich cenach gazu ziemnego w tym okresie. W pierwszej połowie roku gaz dostarczany do producentów energii w USA był o 46% droższy r/r, stąd przejście na relatywnie tańszy węgiel. Jednak USA EIA prognozuje dla drugiej połowy 2025 roku zaledwie 4% wzrost konsumpcji węgla (r/r), przy niższych kosztach zużycia gazu (choć nadal jego ceny będą o 27% wyższe r/r)⁴³.

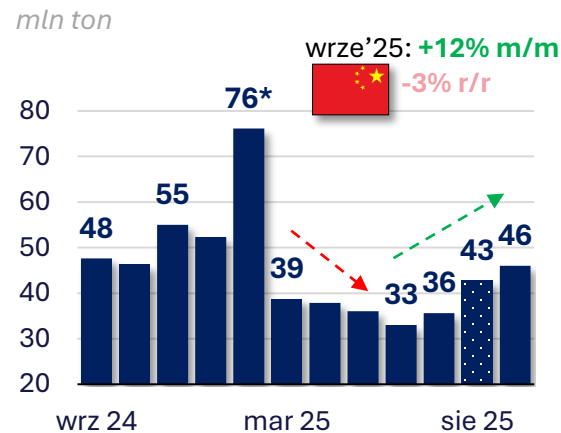
41) Dane NBS Chin oraz China Customs.

43) US EIA STEO Oct'25.

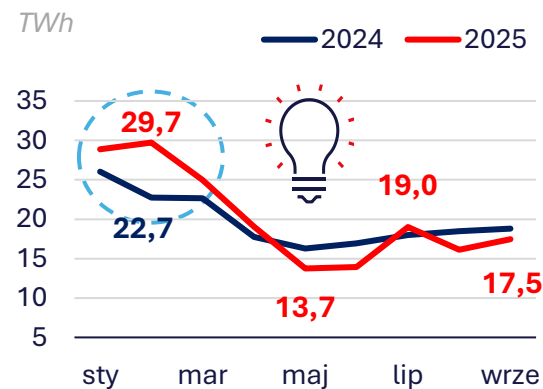
42) Ember Electricity Data Explorer.

*) Dane za sty-luty NBS raportuje łącznie.

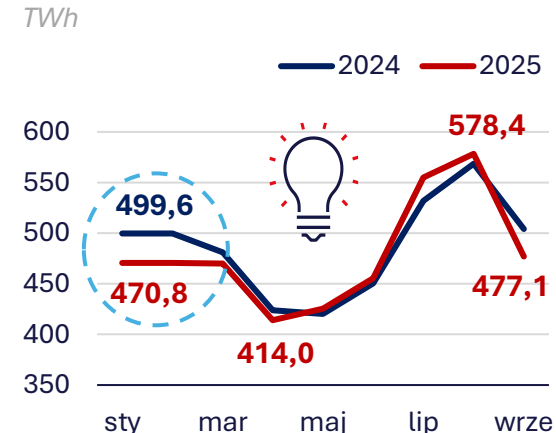
Chiński import węgla (ogółem)⁴¹, wrze'24-wrze'25



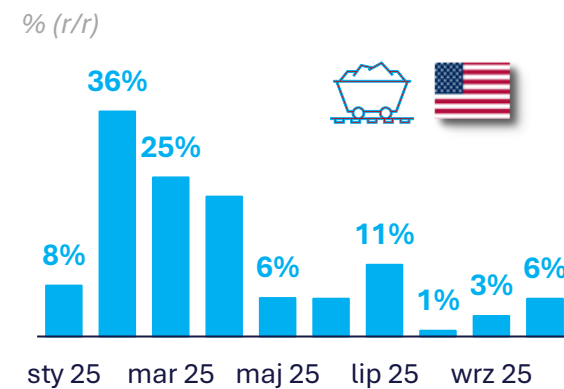
Produkcja energii elektrycznej z węgla w UE-27⁴², 1-9M25 vs 1-9M24



Produkcja energii elektrycznej z węgla w Chinach⁴², 1-9M25 vs 1-9M24



Zmiana (r/r) zużycia węgla w elektrowniach USA⁴³, 2025



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 30.10.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	65,00	-3%	-10%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	31,05	-1%	-24%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	153,30	-2%	-21%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	435,54	+1%	+2%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC25)	78,67	+4%	+20%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	99,20	+6%	-18%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 30.10.2025

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.

