

Lipiec 2025

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

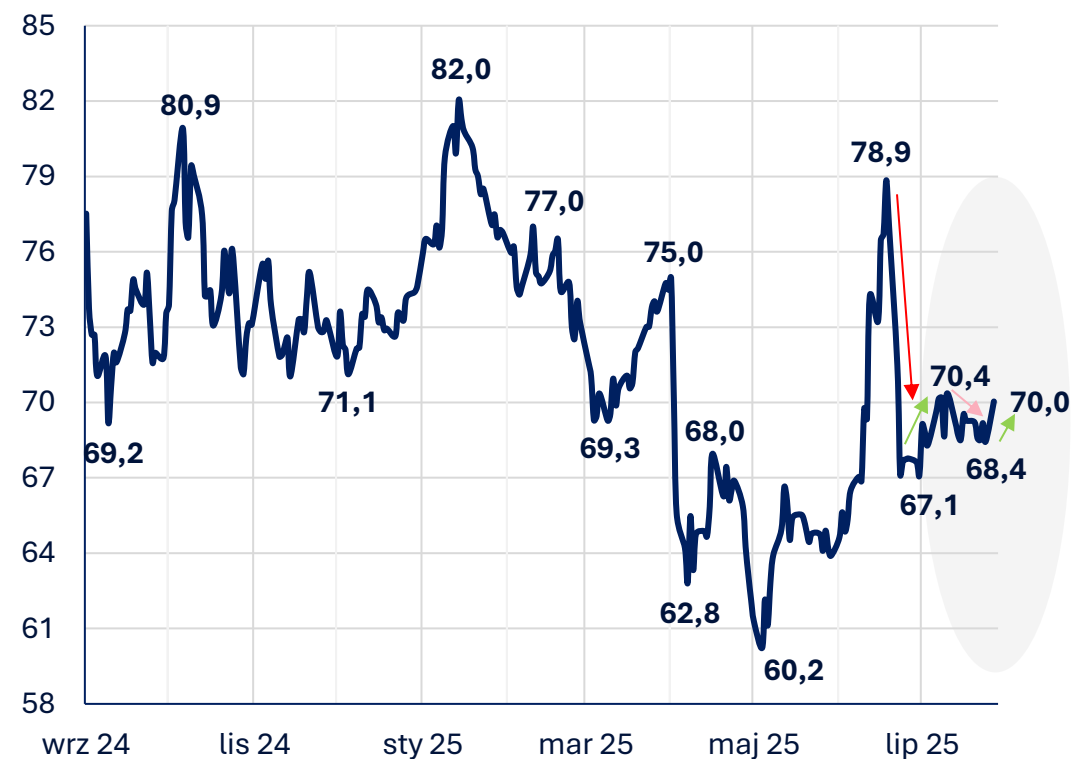
Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt SEP25) na przestrzeni lipca oscylowały w dość wąskim przedziale wahań 68-70,5 USD/b. W pierwszej dekadzie miesiąca chwilowe przerwanie wzrostu cen wywołała **decyzja OPEC+ o zwiększeniu wydobycia ropy naftowej o kolejne 548 tys. b/d od sierpnia** (konsensus +411 tys. b/d). Tym samym Organizacja zakończyła politykę utrzymywania wysokich cen, przechodząc do odzyskiwania swojego udziału w rynku. Ceny ropy naftowej uległy osłabieniu z 70 USD/b do 68,5 USD/b w połowie lipca, po „rozczarowaniu uczestników rynku” polityką USA wobec Rosji. Ogłoszone przez D. Trumpa „50 dni na negocjacje pokojowe” i groźba 100% ceł wtórnych, zostały ocenione jako mało prawdopodobne. Z drugiej strony notowania Brenta wspierane były **optymizmem inwestorów wobec postępów w negocjacjach handlowych pomiędzy USA, a głównymi partnerami (np. Japonią).** Zadowalające dane o chińskim imporcie ropy naftowej w cze’25 (+7,4% r/r), polepszyły perspektywy popytowe¹. Obecny tydzień rozpoczęliśmy wzrostem cen Brenta do 70 USD/b, po zawarciu umowy handlowej UE-USA (15% stawka celna wobec obaw o 30-50%) oraz skróceniu przez USA (do 12 dni) czasu dla Rosji na negocjacje pokojowe².

1) Dane Bloomberg.

2) Pod groźbą zacieśnienia sankcji USA oraz 100% ceł wtórnych dla państw kupujących rosyjską ropę (głównie Indie, Chiny).

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

Czerwcowe wydarzenia w Iranie, pomimo zniszczenia infrastruktury nuklearnej oraz kilku izraelskich ataków na rafinerie, najprawdopodobniej nie powstrzymały ekspansji tamtejszego sektora naftowego. Agencja Bloomberg wskazuje, że tegoroczna produkcja paliw może pobić rekordowe 5,1 mln b/d z 2024 roku (najwyższy poziom od 1978 r). Amerykańskie sankcje nie przeszkadzają w realnym zwiększaniu eksportu ropy naftowej. Chiński import irańskiej ropy w cze'25 wyniósł 1,5 mln b/d, a największe zainteresowanie wykazywały mniejsze niezależne rafinerie (dzięki o ponad 3 USD/b niższym cenom względem Brenta)³. **Wojna 12-dniowa nie ograniczyła zdolności produkcyjnych Iranu, a prawie cały eksport ropy (85%) trafia na rynek chiński.** Tym samym sankcje USA mają coraz mniejsze przełożenie na rynek fizyczny. Co istotne, kraj rozwija eksport ciekłych węglowodorów (NGLs np. etanu i propanu)⁴. **Jednocześnie chiński import ropy z USA spadł w czerwcu niemal do zera (vs 795 mln USD w 2024 r)⁵.** Przyczyniły się do tego m.in. 10-15% chińskie cła importowe (od lut'25), możliwość korzystnego odsprzedażania ładunków oraz rosnące dostawy z Iranu i Arabii Saudyjskiej (odzyskującej swój udział w rynku po 3 latach cięć wydobycia).

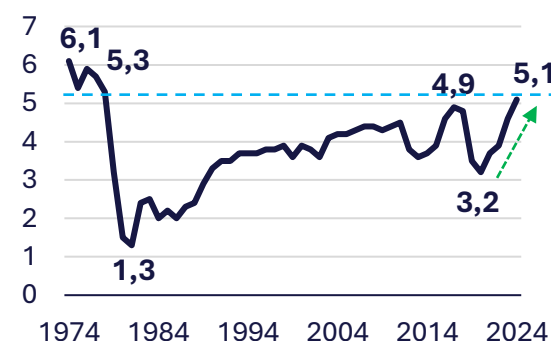
3) Dane Bloomberg.

5) Dane Kpler dla Bloomberg.

4) Dane Energy Institute: Statistical Review of World Energy 2025.

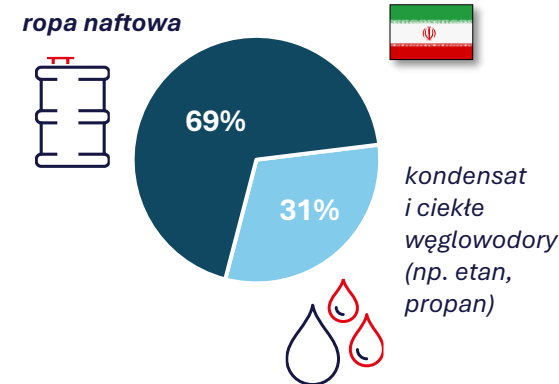
Produkcja paliw płynnych w Iranie⁴, 1974-2024

mln b/d



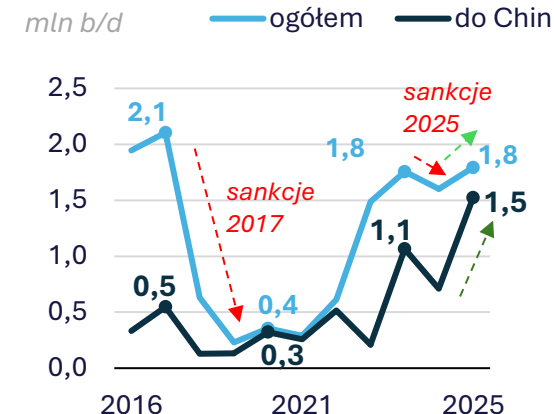
Struktura produkcji paliw w Iranie⁴, 2024

udział %



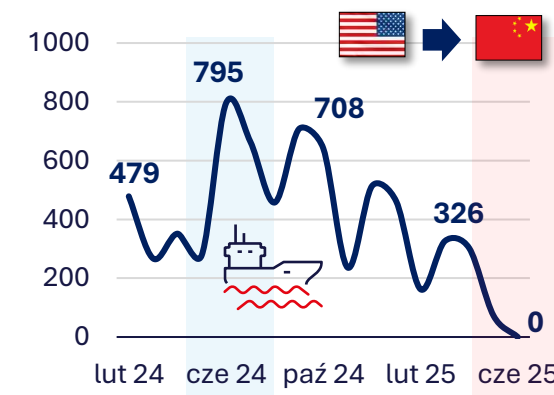
Irański eksport ropy naftowej³, 2016-2025

mln b/d



Import amerykańskiej ropy naftowej przez Chiny⁵, 2024-2025

mln USD/mies.



Ropa naftowa (Brent)

W trwającym sezonie letnim, inwestorzy z uwagą śledzą napięty bilans na rynku oleju napędowego. Wiosną niska podaż średnio-kwaśnych gatunków ropy naftowej z państw OPEC+ (do produkcji diesla) w połączeniu z okresem sezonowych napraw w rafineriach, a później destabilizacją na Bliskim Wschodzie, doprowadziły do spadku udziału diesla w ogólnej produkcji paliw⁶. Z kolei zamknięcie niektórych rafinerii w USA i Europie, ograniczyło moce produkcyjne o 75 tys. b/d. Wzmożony popyt w okresie letnim skutkuje spadkiem zapasów LS Gasoil w portach ARA do najniższego poziomu od sty'24⁶. Kolejny (po wojnie 12-dniowej) wzrost notowań kontraktów LS Gasoil ICE odnotowano w pierwszej dekadzie lipca, przy rosnącym wolumenie długich pozycji netto inwestorów (do 22.07 najwyższy od cze'24). Co więcej, również zapasy diesla w USA są bardzo niskie m.in. przez pożary w Kanadzie oraz zakończenie importu ropy z Wenezueli⁷. Tempo uzupełnienia zapasów będzie zależeć m.in. siły wrześniowych huraganów w USA, skali wzrostu podaży ropy z OPEC+ oraz przywrócenia dostaw z Wenezueli. Unijny 18. pakiet sankcji na import paliw z państw trzecich, przetwarzających rosyjską ropę, może (przejściowo) zwiększyć napięcie na rynku fizycznym (od sty'26).

6) Dane Bloomberg z 18.07.25

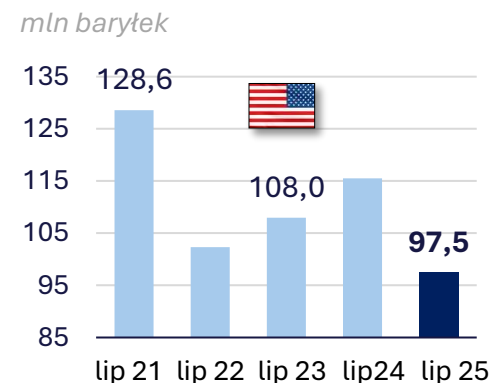
7) Dane US EIA o zapasach za 3 pierwsze tyg. lipca r/r.

8) Opracowanie Bloomberg na bazie szacunków Kpler.

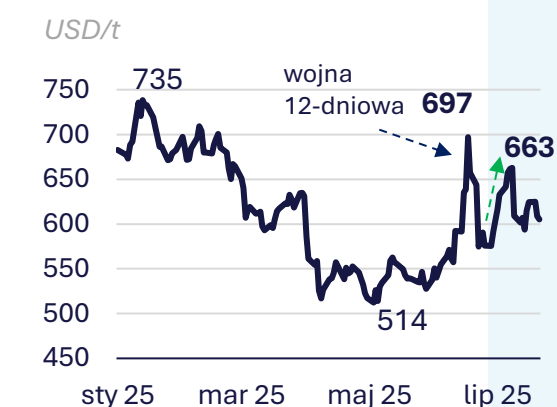
Zapasy LS Gasoil w europejskich portach ARA⁶, 2024-2025



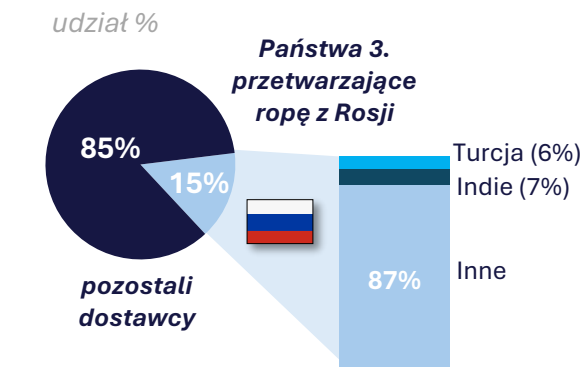
Średni poziom zapasów diesla w lipcu w USA⁷, 2021-2025



Notowania kontraktów LS Gasoil ICE⁶, sty-lip'25



Kierunki importu diesla do Europy⁸, 2Q25



Ropa naftowa (Brent)

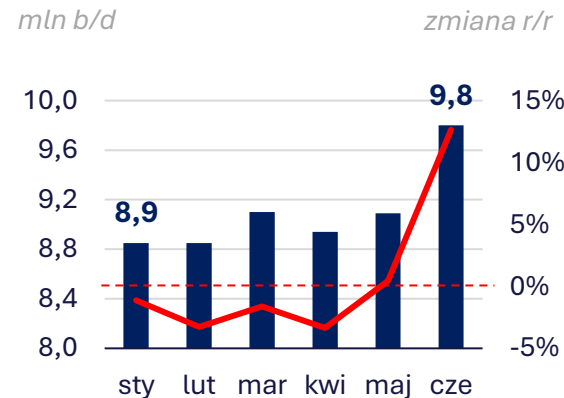
Zmiana polityki OPEC+ widoczna jest w danych o wydobyciu największego producenta i lidera Organizacji- Arabii Saudyjskiej. Czerwcową produkcja była wyższa o 13% r/r⁹. **Większe wydobycie w OPEC+ zmienia prognozę wzrostu produkcji paliw płynnych (US EIA) do 1,8 mln b/d w 2025 roku oraz 1,1 mln b/d w 2026 roku.** Agencja oczekuje jednak większego przyrostu produkcji paliw płynnych poza OPEC+ w 2025 roku (+1,3 mln b/d w 2025 roku). W 2026 roku za 0,6 mln b/d wzrostu podaży będzie już odpowiadać Organizacja OPEC+¹⁰. W konsekwencji US EIA spodziewa się spadku cen Brenta do poziomu 58,5 USD/b w 2026 roku, za sprawą rosnących zapasów ropy naftowej na świecie. **Z kolei obniżenie cen ropy WTI do niecałych 55 USD/b w przyszłym roku, może doprowadzić do zatrzymania ekspansji produkcji w USA i spadku wydobycia z 13,5 mln b/d w kwi'25 do 13,3 mln b/d pod koniec przyszłego roku¹⁰.** W ubiegłym tygodniu liczba aktywnych odwiertów w USA spadała 13. tydzień z rzędu do najniższego poziomu od wrze'21 (415)¹¹. US EIA zauważa, że w całym 1H25 liczba ukończonych odwiertów (5164) była najniższa od 2021 roku, a do wyrównania tempa ich przyrostu z 2024 roku, ceny WTI musiałyby wzrosnąć do 80 USD/b¹⁰.

9) Dane Bloomberg.

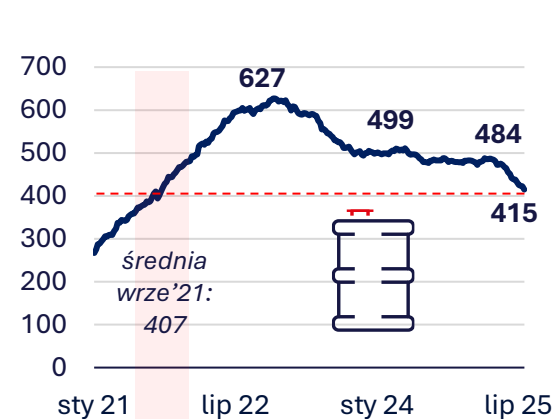
11) Dane Baker Hughes w LSEG.

10) US EIA STEO Jul'25.

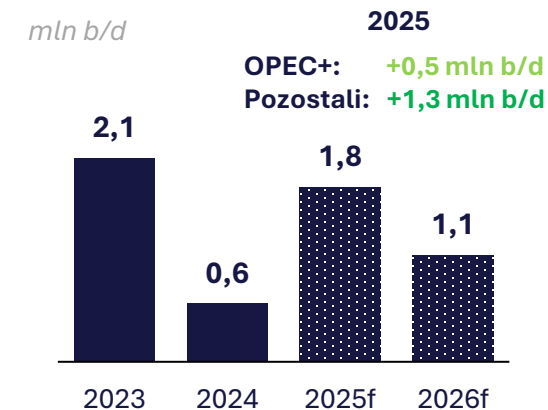
Wydobycie ropy naftowej w Arabii Saudyjskiej⁹, 2025



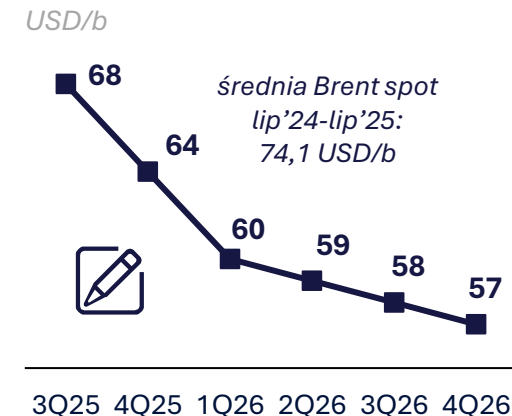
Liczba aktywnych odwiertów ropy w USA¹¹, 2021-2025



Zmiana globalnej produkcji paliw płynnych¹⁰, 2023-2026



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent¹⁰ (US EIA)



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF AUG25) zakończyły czerwiec spadkiem poniżej 33 EUR/MWh. Korekta spowodowana była ustaniem obaw o konsekwencje wojny 12-dniowej na Bliskim Wschodzie, podczas której ceny gazu w Europie wzrosły chwilowo do 42 EUR/MWh. **Pierwsza dekada lipca przyniosła ponowne umocnienie notowań gazu (TTF) do nieco powyżej 35 EUR/MWh.** Wzrost cen nastąpił wraz z oczekiwaniem wyższego popytu na energię do celów chłodzenia, przy fali upałów w Europie i niższej produkcji energii z wiatru. Ponadto, wysoka temperatura u największych azjatyckich kupców LNG (Korea Płd. i Japonia), zwiększyła obawy o przekierowania gazowców do Azji Wschodniej i większe trudności z uzupełnieniem zapasów gazu w Europie. Od połowy lipca ceny gazu osłabiły się do 32,4 EUR/MWh¹³. Przyczynił się do tego wzrost dostaw gazu z Norwegii (brak napraw), przy niższej temperaturze w Europie, większej produkcji energii z OZE i chwilowym spadku stawek za dostawy spotowe LNG do Azji. W obecnym tygodniu lekkie odbicie cen gazu nastąpiło w wyniku zaostrzenia kursu polityki USA wobec Rosji oraz ustąpienia obaw o relacje handlowe USA-UE (choć deklarowana skala importu surowców z USA jest niewykonalna)¹⁴.

12) Dane Bloomberg.

13) w efekcie spadek importu LNG do Europy w lip'25 o 12% m/m.

14) Zakupy „energii za 250 mld USD/rocznie” przy imporcie surowców energetycznych z USA w całym 2024 roku za ok. 77 mld EUR. (Eurostat)

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹² (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

W lipcu przyjęto przepisy o wymogach magazynowych w Unii Europejskiej. Wydłużono na okres paź-gru osiągnięcie progu 90% wypełnienia magazynów gazu z możliwym odchyleniem 10%, przy trudnych warunkach rynkowych¹⁵.

Obecnie zapelnienie unijnych magazynów wynosi ok. 67%, co jest o 8 pp. niższym poziomem od 5-letniej średniej. Wyzwaniem w gromadzeniu zapasów mogą okazać się planowane na sie/wrze naprawy w norweskiej infrastrukturze (kraj odpowiada za 34% dostaw gazu ogółem do UE), przypadające na okres huraganów w USA (mniejszy eksport LNG). Przyjęcie 18. pakietu unijnych sankcji na Rosję, nie wywołało zmian cen gazu, ponieważ zawarte w nim restrykcje, odnoszą się do transakcji związanych z gazociągami Nord Stream. Dla uzyskania jednomyślności w przyjęciu nowych sankcji, Słowacja oraz Węgry zostały warunkowo wyłączone z wprowadzanego odrębnie zakazu spotowych zakupów rosyjskiego gazu od 2026 roku (i całkowitego odejścia po 2027 r).¹⁷ Słowacka spółka SPP nie wyklucza pokrycia 100% importu gazu w 2026 r. właśnie rosyjskim surowcem (z ok. 50% obecnie), korzystając z „wyjątku” oraz większej przepustowości po zakazie importu dla innych odbiorców. Argumentem SPP są wysokie opłaty za tranzyt z Zachodu.

15) Dane Komisji Europejskiej.

17) Informacje Bloomberg z 21.07.2025.

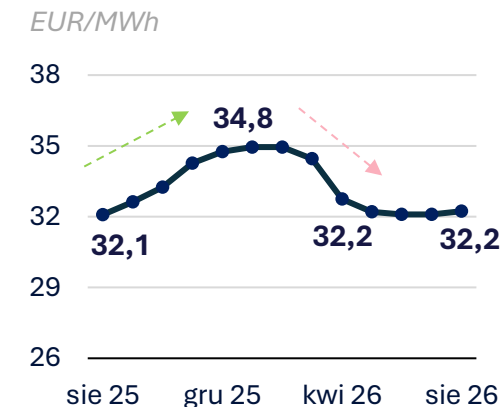
16) Dane Bloomberg, odczyt z 28.07.2025.

18) Dane Bruegel z 24.07.2025. Min-max z okresu 2015-2020.

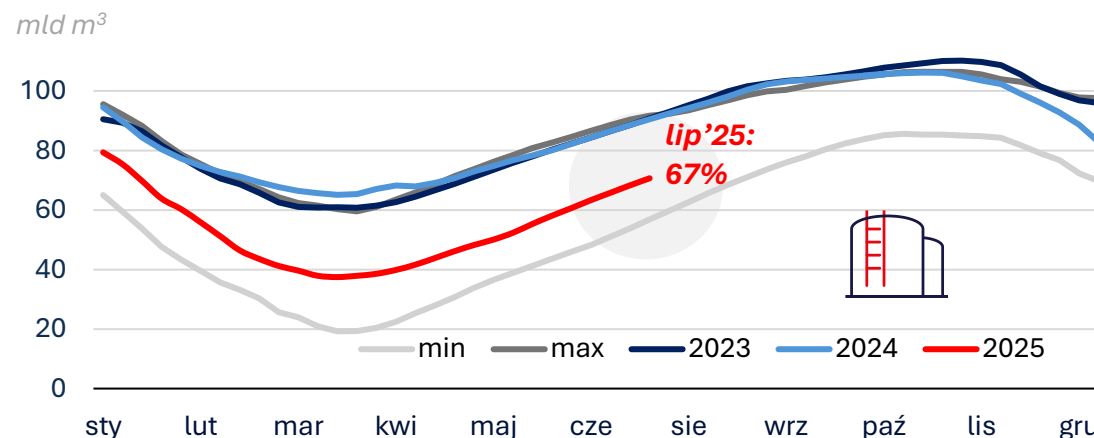
Wolumen eksportu gazu z Norwegii¹⁶, kwi'25-lip'25



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)¹⁶



Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹⁸, 2023-2025



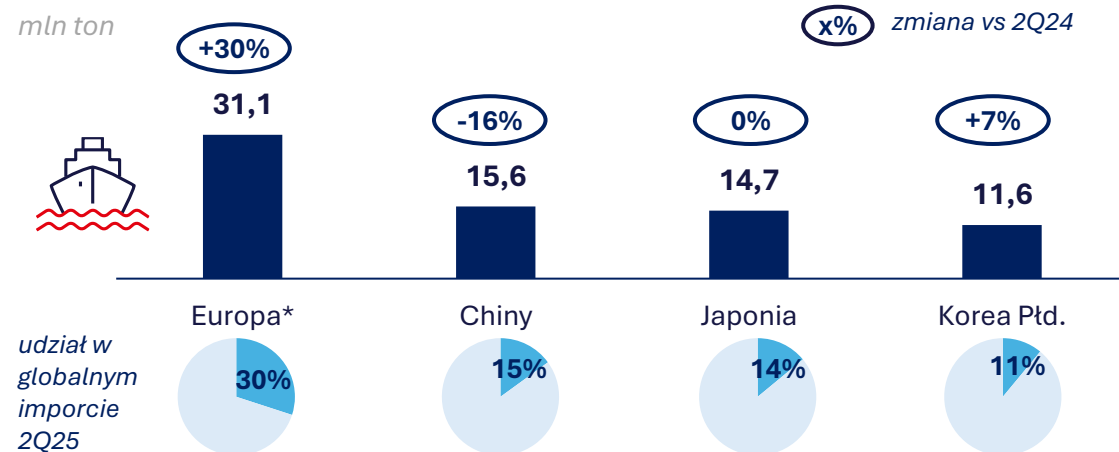
Gaz ziemny (TTF)

W centrum zainteresowania uczestników rynku pozostaje import LNG do Europy. Dane Agencji ICIS za 2Q25 wskazują na jego 30% wzrost względem ubiegłego roku do poziomu 31,1 mln ton (+7,2 mln ton r/r). Udział Europy w globalnym imporcie w 2Q25 również wyniósł 30% wobec 24% w 2Q24¹⁹. Było to możliwe dzięki „przejęciu” dodatkowej podaży z nowych kompleksów eksportowych oraz spadkowi importu LNG do Azji Wschodniej. Do zaniżenia wyniku całego regionu przyczyniły się głównie Chiny, które od początku roku wykazują ujemną dynamikę importu skroplonego gazu, a w 2Q25 zmniejszyły zakupy o 16% r/r. Powodem jest zwiększenie wydobycia własnego (+6% r/r) oraz dostaw gazociągami z Rosji (+25% r/r) w 1H25, przy niskich cenach krajowych węgla, co zmniejsza opłacalność zużycia gazu w energetyce²⁰. Wśród głównych eksporterów LNG do Chin, jedynie Katar zwiększył dostawy o 5% r/r w okresie sty-maj 2025. Największy spadek odnotowano w dostawach z USA w obliczu zamętu w polityce celnej²¹. Wracając do Europy, największy przyrost importu w 2Q25 odnotowały Włochy (+156% r/r), dzięki nowej jednostce FSRU w okolicach Ravenny. Polska zwiększyła import LNG o 23% r/r w tym okresie do poziomu 1,6 mln ton¹⁹.

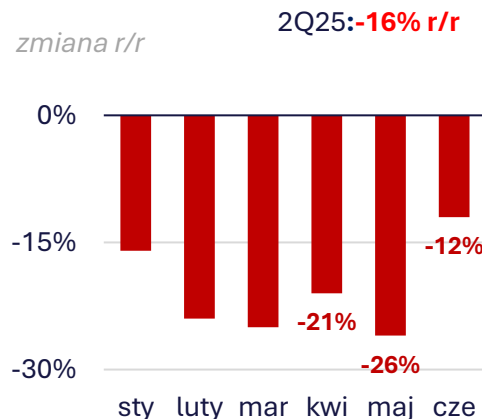
19) Dane ICIS LNG Edge (A. Frolej): 2Q25 Trade Flow Report.
20) Dane IEA.

*Europa tj. łącznie z UK oraz Turcją.
21) Dane Bloomberg.

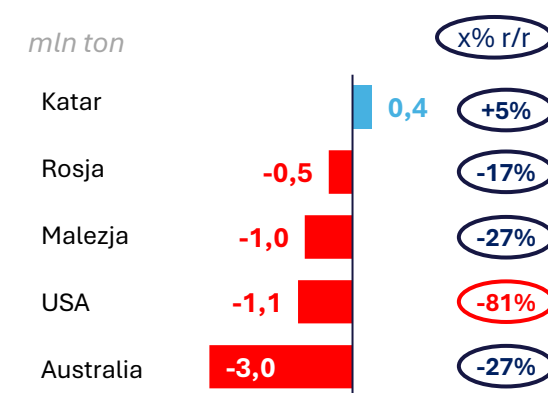
Wolumen importu LNG największych odbiorców¹⁹, 2Q25



Dynamika importu LNG przez Chiny²¹, 2025



Zmiana chińskiego importu LNG wg dostawców²¹, 5M25 vs 5M24



Gaz ziemny (TTF)

Pomocą w zwiększaniu importu LNG do Europy w tym roku, powinny być kolejne uruchomienia nowych kompleksów LNG. W czasie 1H25 „nowa podaż” LNG była o 60% wyższa od całkowitego przyrostu w 2024 roku²². Warto zauważyć, że rozpoczęcie eksportu z projektu *Plaquemines Phase I* LNG w USA, przełożyło się na dodatkowe 4,9 mld m³ (ok. 3,7 mln ton) eksportu gazu w 2Q25, z czego większość trafiła do Europy. Nowe moce eksportowe pozwoliły pokryć ubytek dostaw z największych kompleksów np. *Sabine Pass* w czasie wiosennych napraw. W obecnym roku planowane jest uruchomienie drugiej części kompleksu *Plaquemines (Phase 2)*, co przyspieszy osiągnięcie maksymalnych mocy produkcyjnych (20 mln ton LNG). Pod koniec czerwca rozpoczęto eksport z kompleksu *LNG Canada* (potencjał 14 mln ton LNG rocznie)²². Niewykluczone, że jeszcze w tym roku eksport rozpocznie kompleks *Golden Pass* (lub w 1H26: początkowo 5,2 mln ton LNG rocznie). **Większa podaż pod koniec roku będzie kluczowa zarówno dla łagodzenia potencjalnych szoków (np. spadek OZE w UE), jak i przesunięcia zakupów spotowych na przełom roku, przy łagodniejszych (nowych) wymagach magazynowych w UE (większa presja zakupowa w 1Q26).**

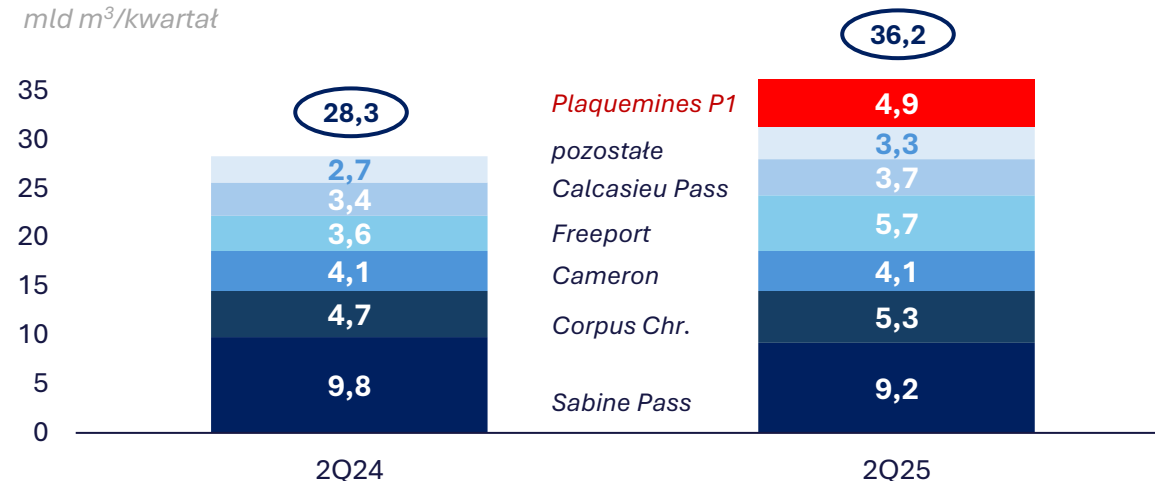
22) IEA: 3Q25 Gas Market Report.

23) The Oxford Institute for Energy Studies: Quarterly Gas Market Review, July 2025.

24) Dane Bruegel.

Eksport LNG z Ameryki Północnej według terminali²³, 2Q25 vs 2Q24

mld m³/kwartał



Wolumen i dynamika importu LNG do UE-27²⁴, 1H24 vs 1H25

mld m³/tyg.

wolumen l.o.

— 2024

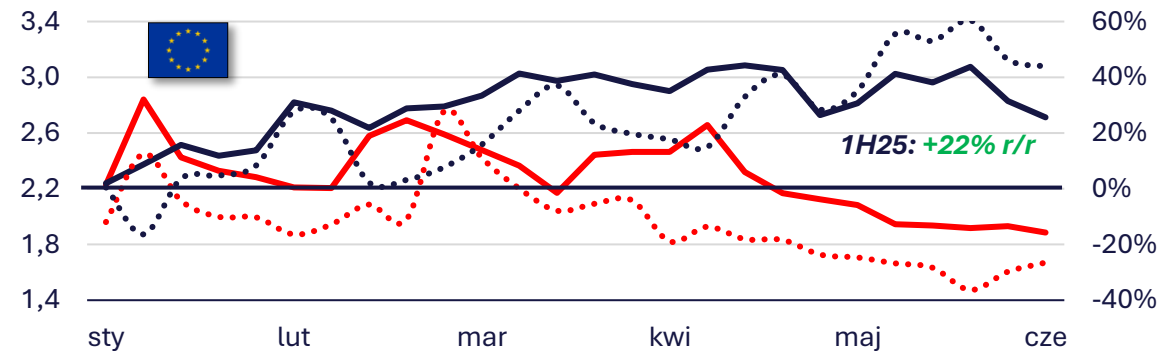
— 2025

dynamika p.o.

..... 2024 r/r

..... 2025 r/r

% r/r



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii wzrosły w pierwszej połowie miesiąca z poziomu 164 PLN/MWh do 173 PLN/MWh, podążając za wzrostem cen na giełdzie ICE, przy trwającej fali upałów. Jednak rozpoczęta w połowie miesiąca korekta, doprowadziła do powrotu w okolice 164 PLN/MWh w zeszłym tygodniu²⁵. Znacznie niższa względem cze'25 produkcja energii z farm wiatrowych, zapewniła jednostkom gazowym 4. miejsce w lipcowej strukturze wytworzenia energii elektrycznej z 13% udziałem²⁶. W lipcu uwagę rynku zwróciło usunięcie przez sejmową komisję zapisów o obowiązku utrzymania zapasów gazu przez RARS oraz ich finansowania poprzez opłatę gazową. Być może przepisy pojawią się w nowej ustawie Prawo Gazowe i będą obowiązywać od paź'26²⁷. Drugim istotnym wydarzeniem była informacja spółki *Central European Petroleum* o odkryciu złóż ropy i gazu ziemnego 6 km od Świnoujścia. Jednak wspomniane 5 mld m³ gazu jakości handlowej, wymaga dalszych badań geologicznych. Według informacji PIG największym złożem gazu pozostaje Brońsko w Wielkopolsce (10,8 mld m³ zasobów). Całkowite zasoby gazu w Polsce szacuje się na 150 mld m³, ale dotychczas krajowe wydobycie pokrywało do 23% popytu²⁸.

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

27) Informacje CIRE z 08.07.2025.

26) Dane Forum Energii (Forumetr) z 28.07.2025

28) Informacje PAP oraz Energetyka24.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz²⁵ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii najwyższy poziom prawie 419 PLN/MWh osiągnęły już w pierwszych dniach lipca w okresie wysokiej temperatury powietrza i mniejszej produkcji energii z wiatru. Jednak zmiana warunków atmosferycznych w Polsce i Europie, połączona z korektą na rynkach paliw kopalnych, doprowadziły do spadku cen pod koniec pierwszej dekady lipca. Później notowania CAL26 oscylowały w przedziale 410-415 PLN/MWh, co pokrywało się z „wakacyjnym letargiem” na rynku niemieckiej energii elektrycznej. Warto dodać, że po czerwcowym rekordowym wytworzeniu energii z OZE (44,2%), lipiec upływał pod znakiem nieco większego zużycia paliw kopalnych. Produkcja energii z instalacji PV spadła ok. 9% m/m, zaś z farm wiatrowych o 43% m/m³⁰. W lipcu przeprowadzono dogrywkową aukcję rynku mocy dla dostaw na 2029 rok. W związku z wygrywającymi we wcześniejszych aukcjach magazynami energii, przy zbyt „kosztownych” inwestycjach w nowe bloki gazowe, nowelizacją ustawy wprowadzono aukcje dogrywkowe. Zgodnie z oczekiwaniami, największe inwestycje gazowe: Kozienice (dwa bloki 650-750 MW każdy), Gdańsk (600 MW) i Grudziądz II (625 MW) pozyskały połowę z 5 GW oferowanych obowiązków mocowych. Pozwoli to na szybsze zastępowanie węgla w systemie³⁰.

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

31) Informacje PAP Biznes.

30) Dane Forum Energii (Forumetr) z 28.07.2025.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną²⁹ (TGE)

PLN/MWh



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie (DEC25) zakończyły ubiegły miesiąc spadkiem do niecałych 69 EUR/t (najniższy poziom od początku maja). Jednak pierwsze dni lipca przyniosły umocnienie notowań powyżej 72 EUR/t (03.07) wraz z oczekiwanym wzrostem popytu na energię do celów chłodzenia w Europie. Później nastąpił sukcesywny spadek cen do 70,4 EUR/t w połowie miesiąca wraz z ochłodzeniem na kontynencie (niż genueński), większą produkcją energii z wiatru oraz pesymizmem na rynku, związanym z obawami o poziom stawek celnych USA³³. Jednak odsunięcie terminu zawarcia umowy handlowej z UE do 1 sierpnia w połączeniu z informacjami o wstępnej umowie łączącej system EU ETS z UK ETS (w przyszłości), wzmocniły ceny do 71,5 EUR/t. Wyższe ceny gazu w obliczu dwudniowej awarii norweskich kompleksów przetwórczych, zapewniły również wsparcie dla uprawnień do emisji. Warto dodać, że po czerwcowej ujemnej korelacji (-0,56) pomiędzy notowaniami gazu TTF a jednostkami EUA (wojna 12-dniowa), notowania uprawnień powracają do podążania za cenami na gazu (ICE TTF)³⁴. Ubiegły tydzień przyniósł korektę na rynku EUA do 69 EUR/t wraz z oczekiwanym ochłodzeniem i spadkiem gazu (33 EUR/MWh).

32) Dane Bloomberg.

34) Dane BloombergNEF.

33) Dane LSEG Carbon Weekly.

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

EUR/t



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

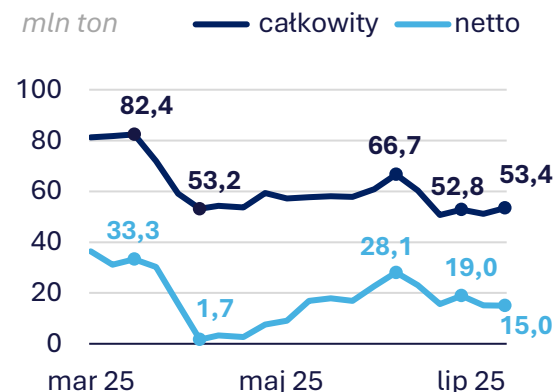
W lipcu obserwowano stan pewnego „zawieszenia” pomiędzy niepewnością relacji handlowej UE-USA (skutki dla przemysłu), a zmiennymi warunkami atmosferycznymi, zwiększającymi wahania cen na rynku węgla i gazu. Inwestorzy spekulacyjni od połowy cze'25 zmniejszyli wolumen (-46%) długich pozycji netto na EUA giełdy ICE. Dla rynku uprawnień do emisji CO₂, odnotowano kluczowe zmiany w obszarze czerwcowej struktury wytworzenia energii elektrycznej w UE. **W ubiegłym miesiącu po raz pierwszy w historii największy udział w miksie energetycznym wypracowały instalacje PV (22,1%), które prześcignęły minimalnie produkcję z atomu (21,8%)**³⁶.

Według danych Ember, 13 państw UE ustanowiło wtedy rekord produkcji energii z instalacji fotowoltaicznych. Wsparciem dla ogólnej generacji z OZE, był również bardzo wysoki poziom produkcji farm wiatrowych. Kluczowy dla wielkości emisji węgiel, odpowiadał za 6,1% ogólnego wytworzenia. Dzięki temu emisje CO₂ z jego spalania, zarówno w polskiej jak i niemieckiej elektroenergetyce, spadły do rekordowo niskiego poziomu. Jednak w całym 1H25 produkcja energii z paliw kopalnych w UE była o 13% wyższa (r/r), przy spadku dostępności OZE (1Q25) i wysokim zużyciu gazu (+19% r/r w 1H25)³⁷.

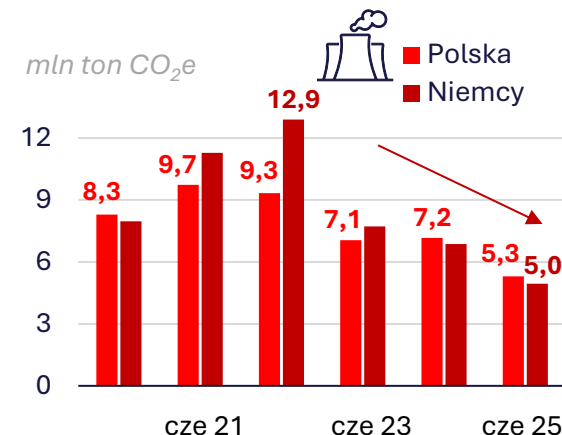
35) Dane LSEG 24.07.2025
37) Dane IEA.

36) Dane Ember.

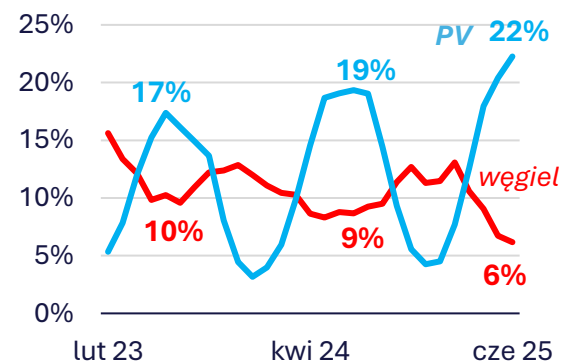
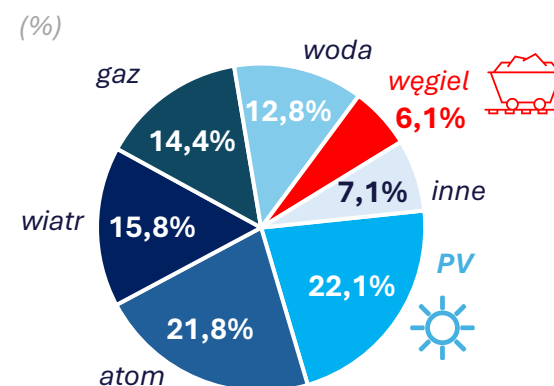
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych na rynku EUA³⁵, mar'25-lip'25



Emisje CO₂ ze spalania węgla w energetyce³⁶, czerwiec 2020-25



Struktura wytworzenia energii elektrycznej w cze'25 oraz zmiana udziału (%) węgla i PV w jej produkcji od 2023 roku (UE)³⁶



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (AUG25) na węgiel energetyczny (API2) w pierwszej dekadzie lipca wzrosły do najwyższego poziomu od prawie 5 miesięcy tj. ponad 110,2 USD/t. Powodem było sezonowo wyższe zużycie węgla przy fali upałów w Europie i spadku wytworzenia energii z wiatru, a także rosnące ceny gazu. W dniach 2-9 lipca produkcja energii z węgla kamiennego w Niemczech uległa chwilowo potrojeniu³⁹. Ponadto wysoka temperatura rzek we Francji, ograniczała aktywność tamtejszych bloków jądrowych. W połączeniu z ogólnie niskim poziomem wody w rzekach na Zachodzie Europy, rosły obawy o trudności z zaopatrzeniem barkami (przy przedłużeniu fali upałów). Jednak warunki atmosferyczne uległy zmianie, co przełożyło się na spadek cen węgla API2 do 100 USD/t w drugiej dekadzie lipca. Ponadto zapasy w portach ARA wzrosły w połowie miesiąca powyżej 3 mln ton (z 2,8 mln ton na początku lip'25)⁴⁰. Według wstępnych szacunków Kpler, lipcowy import węgla energetycznego do Europy może wzrosnąć o 40% m/m. Zawarte porozumienie handlowe z USA ogranicza aktualnie spadek notowań. W najbliższym czasie to głównie warunki atmosferyczne i ceny gazu, mogą kształtować notowania API2.

38) Dane Bloomberg.

40) Dane Montel Research.

39) LSEG Coal Weekly.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2³⁸ (giełda ICE)

USD/t



Węgiel energetyczny (API2)

W pierwszym półroczu chiński import węgla (ogółem) spadł o 11% r/r do poziomu ok. 222 mln ton. W samym czerwcu nastąpił 26% spadek importu (r/r), za sprawą niższych cen krajowych surowca, przy rekordowym wydobyciu własnym, a także rosnącym udziale OZE w miksie energetycznym⁴¹.

Wstępne dane statystyczne wskazują na zwiększenie krajowego wydobycia o 7,4% r/r w 1H25 do poziomu 2,4 mld ton. Reuters nie wyklucza jednak wzrostu cen węgla w kolejnych miesiącach, jeśli potwierdzone zostaną informacje o inspekcjach w kopalniach ośmiu prowincji górniczych. Zapasy węgla w chińskich portach zmniejszyły się o 20% względem majowego rekordu, za sprawą nakazanego przez władze zwiększenia zapasów przedsiębiorstw sektora energetycznego (wzrost zakupów) oraz sezonowo wyższego popytu na energię do celów chłodzenia. Jednak w całym pierwszym półroczu produkcja energii z węgla była o 0,2% r/r niższa. Według danych Ember udział węgla w produkcji energii elektrycznej w cze'25 spadł do najniższego poziomu w historii tj. 53%, za sprawą istotnego zwiększenia roli instalacji PV (+41% r/r)⁴³. International Energy Agency prognozuje 0,5% spadek generacji z węgla w całym 2025 roku w Chinach⁴⁴.

41) Dane LSEG oraz NBS Chin.

43) Dane Ember: Monthly Electricity Data.

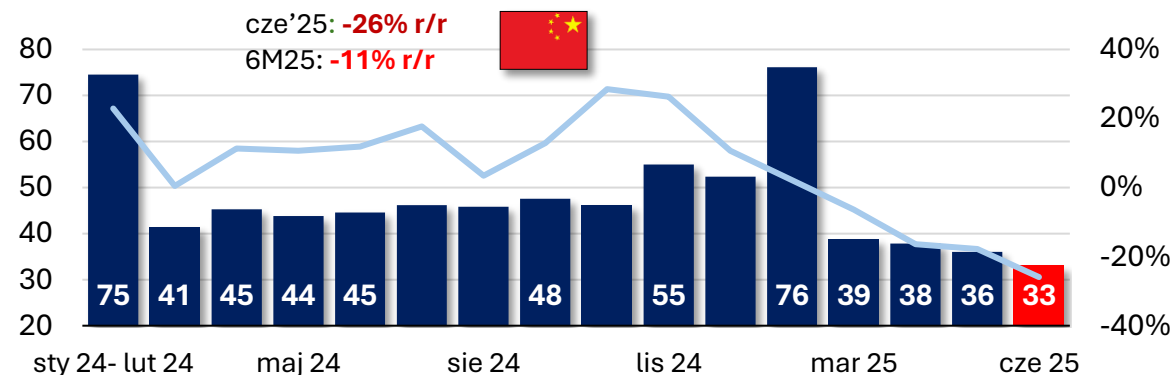
42) Dane NBS Chin.

44) IEA Coal Mid-year Outlook.

Chiński import węgla (ogółem)⁴¹, 1Q24-2Q25

mln ton

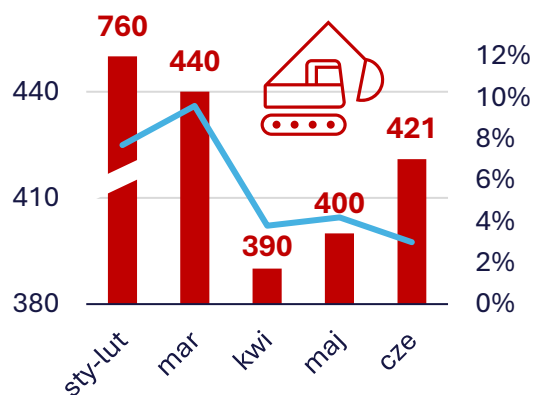
zmiana (%) r/r



Wydobycie węgla w Chinach⁴², 2025

mln ton

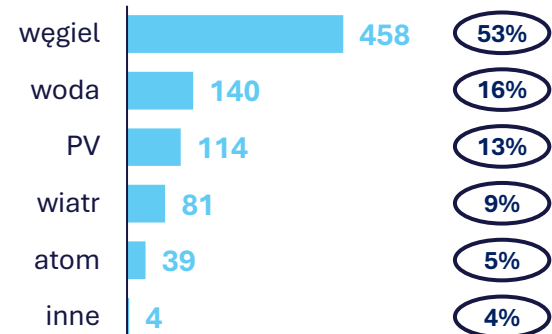
zmiana r/r



Produkcja energii elektrycznej w Chinach⁴³, cze'25

TWh

udział (%)



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 28.07.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	70,04	3%	-12%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	32,90	-1%	-3%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	164,00	-2%	-11%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	414,58	0%	-9%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC25)	70,65	0%	3%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	103,40	0%	-10%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 28.07.2025

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.

