

Sierpień 2025

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt OCT25) wzrosły pod koniec lipca powyżej 72 USD/b w obliczu ultimatum USA wobec Rosji oraz ryzyka amerykańskich ceł wtórnych dla odbiorców rosyjskiej ropy naftowej.

Prezydent Trump skrócił okres na podjęcie działań pokojowych przez W. Putina do 10 dni, a dodatkowo zapowiedział drastyczne podwyższenie ceł na import produktów z Indii oraz Chin do USA - w razie kontynuacji zakupu rosyjskich paliw. Ceny Brenta wspierane były także informacjami o zawarciu umowy handlowej z Unią Europejską. Jednak pierwsza dekada sierpnia przyniosła korektę notowań do 67 USD/b wraz z decyzją OPEC+ o zwiększeniu wrześniowego wydobycia, a przede wszystkim zapowiedzą spotkania Trump - Putin na Alasce. Co więcej, pesymizm wobec zwiększenia barier w handlu i spadku zużycia paliw (brak umów handlowych USA z wieloma państwami), hamował potencjał do wzrostu cen. W połowie miesiąca notowania Brenta spadły do 65,6 USD/b wraz z nadzieją na przełom po rozmowach pokojowych oraz prognozami nadpodaży ropy w 4Q25. Później nastąpił wzrost cen do 69 USD/b wraz z atakami na rafinerie w Rosji, groźbami USA o zaostreniu sankcji i nadzieją na wrześniową obniżkę stóp procentowych w USA².

1) Dane Bloomberg.

2) Po wystąpieniu J. Powella w Jackson Hole.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

Początek sierpnia przyniósł kolejny wzrost niepewności wobec polityki handlowej na świecie. Optymizm na rynku ropy wobec umowy handlowej USA-UE przeminął, wraz z oceną niemożliwych do spełnienia deklaracji o zakupie „energii z USA za 750 mld USD” w ciągu 3 lat. Instytut IEEFA wskazuje, że w 2024 roku ok. 21% łącznego importu paliw płynnych, LNG i węgla w UE pochodziło z USA. Realizacja obietnic wymagałaby wzrostu udziału zakupów z tego kierunku do 70%⁴. W efekcie rynek ocenił wstępne zobowiązania UE, jako działanie czysto dyplomatyczne. **Na ceny Brenta bardziej wpłynęła zapowiedź nałożenia przez USA dodatkowych 25% ceł „karnych” na import towarów z Indii, co zwiększa łączną stawkę do 50%**⁵. Indie co prawda zaniechały chwilowo importu paliw z Rosji, jednak dane Reuters wskazują na ponowne zakupy ropy Urals np. przez Nayara Energy. Spółka objęta sankcjami UE odebrała w sierpniu ok. 700 tys. baryłek surowca, dzięki flocie cienia⁶. Do Indii w 1H25 trafiło 36% rosyjskiego eksportu paliw⁷. Jednak mając na uwadze 87 mld USD wartości rocznego eksportu Indii do USA, rynek oczekuje zmiany podejścia azjatyckiego giganta, który na kupowanej z dyskontem rosyjskiej ropy „oszczędza” ok. 6 mld USD rocznie⁸.

3) Dane EPU 20.08.2025.

5) Reuters: stawka 50% weszła w życie 27.08.

7) Dane US EIA 07.08.2025.

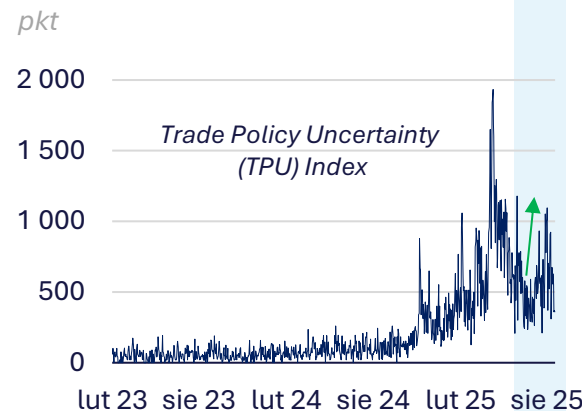
*) Europa bez Niemiec i Turcji.

4) Dane IEEFA 30.07.2025.

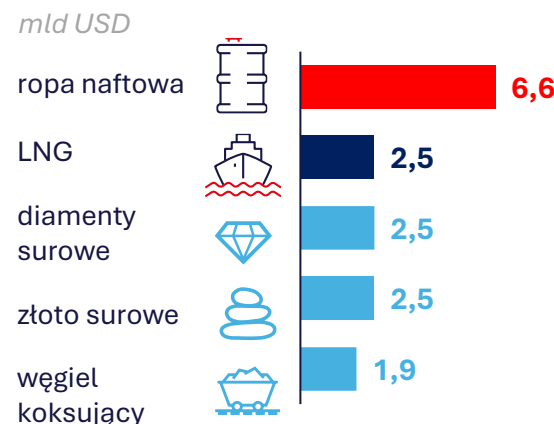
6) Dane LSEG za rok finansowy 01.04.24-31.03.25

8) Dane ING Research.

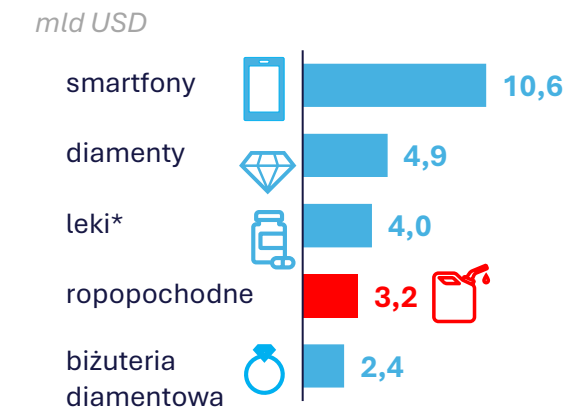
Indeks niepewności polityki handlowej³, 2023-2025



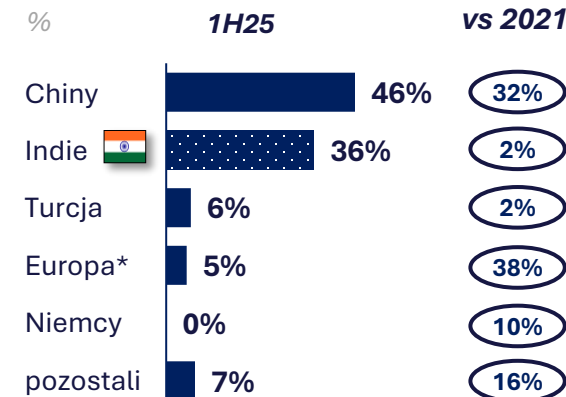
TOP5 towarów eksportowanych z USA do Indii⁶, 2024-25



TOP5 towarów importowanych do USA z Indii⁶, 2024-25



Najwięksi odbiorcy rosyjskiego eksportu ropy i kondensatu, 1H25⁷



Ropa naftowa (Brent)

W przypadku zmniejszenia lub wstrzymania importu rosyjskiej ropy przez Indie, lukę w zakupach może pokryć dodatkowa podaż innych producentów OPEC+. Warto zauważyć, że w tym miesiącu Organizacja zdecydowała o zwiększeniu wrześniowego wydobycia o kolejne 547 tys. b/d⁹. W efekcie o rok wcześniej przywrócone zostanie 2,2 mln b/d, wstrzymanej od 2022 roku podaży surowca. Przy długotrwałym ograniczeniu importu paliw z Rosji przez azjatyckich odbiorców, niewykluczony jest spadek eksportu i wydobycia w tym kraju, przy nadwyżce surowca na rynku fizycznym i ograniczonych mocach przerobu, po atakach na krajowe rafinerie¹⁰. Agencja US EIA prognozuje wzrost globalnej podaży paliw płynnych o 2 mln b/d w 2H25 (vs 1H25), przy wzroście popytu o jedyne 1,6 mln b/d w tym okresie. Połowę dodatkowej produkcji (w 2H25) dostarczy na rynek OPEC+, zaś pozostałą głównie Stany Zjednoczone razem m.in. z Kanadą, Gujaną i Brazylią¹¹. Oznacza to istotne przyspieszenie gromadzenia zapasów paliw do poziomu 2,3 mln b/d w 1Q26. Od tego momentu **US EIA oczekuje spowolnienia wydobycia w USA, po rekordowym obecnym roku (13,4 mln b/d), wraz ze spadkiem notowań ropy WTI do 46 USD/b w 1Q26 i średnio 47,8 USD/b w 2026 roku.**

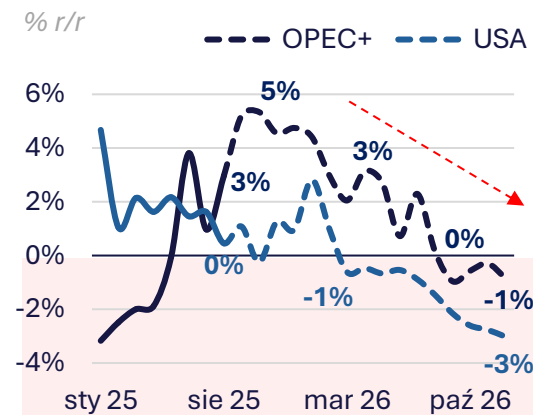
9) Dane Bloomberg.

10) Hipotetyczny scenariusz - w krótkim okresie wzrost eksportu surowej ropy przy ograniczonych mocach rafinerii.

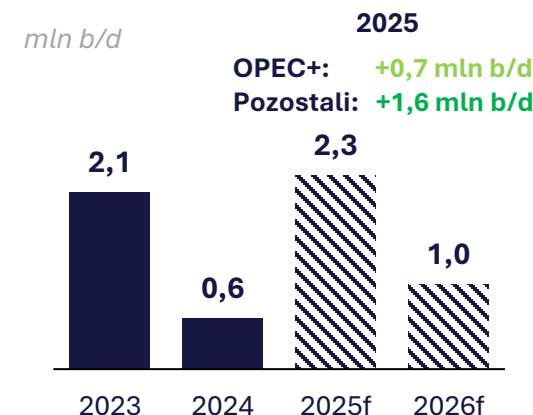
11) Dane US EIA STEO AUG'25.

12) Dane US EIA z 07.08.2025.

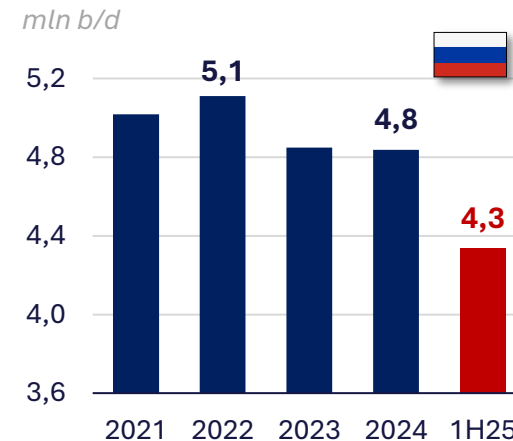
Dynamika wydobycia ropy naftowej w OPEC+ i USA¹¹, 2025 z prognozą do gru'26



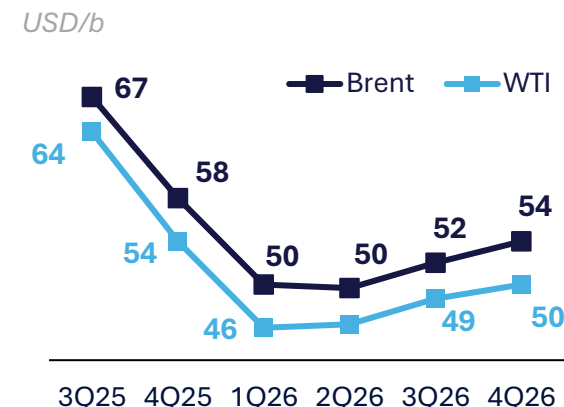
Zmiana globalnej produkcji paliw płynnych¹¹, 2023-2026



Eksport ropy naftowej i kondensatu z Rosji¹², 2021-2025



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent i WTI¹¹ (US EIA)



Ropa naftowa (Brent)

Podobnie jak US EIA, nadwyżki na rynku ropy naftowej od 4Q25 spodziewa się również agencja Bloomberg oraz International Energy Agency. Wśród przyczyn wskazywana jest słabsza od oczekiwań konsumpcja krajów rozwijających się, przy niskim popycie w OECD i Chinach (wysoki przerób rafinerii wynika z gromadzenia zapasów), połączona z niewiadomym kształtem polityki handlowej USA (np. wobec Chin) oraz rosnącym udziałem pojazdów elektrycznych w Azji. Pozytywnie wyróżnia się jedynie popyt na paliwo lotnicze (+2% r/r w 2025 r). BloombergNEF prognozuje nadwyżkę 2,6 mln b/d samej ropy naftowej w globalnym bilansie w 1Q26¹⁴. **Nadpodaż może ulec zwiększeniu w razie braku reakcji USA na działania eksportowe Iranu, które zapewniają wysoką podaż Chinom. Ponadto w tym miesiącu wyruszyły pierwsze tankowce z wenezuelską ropą do amerykańskich rafinerii, po nadaniu Chevronowi nowej licencji na operacje i eksport- przez władze USA¹⁵. Finalnie, nie jest przesądzone zakończenie zwiększania wydobycia w OPEC+. Kartel może podnieść limity produkcji, oczekując wstrzymania importu ropy z Rosji. Warto dodać, że w ubiegłym tygodniu spadły dostawy rosyjskiej ropy do Węgier i Słowacji, po ataku na rurociąg „Przyjaźń”¹⁶.**

13) Dane US EIA STEO AUG'25.

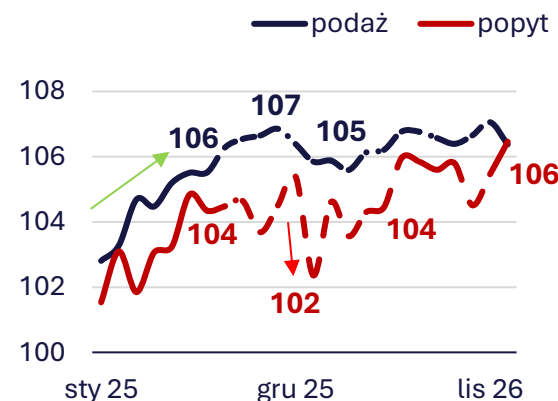
15) IEA Oil Market Report Aug'25, Apr'25.

14) BloombergNEF Oil Markets Monthly 11.08.2025.

16) Informacje LSEG.

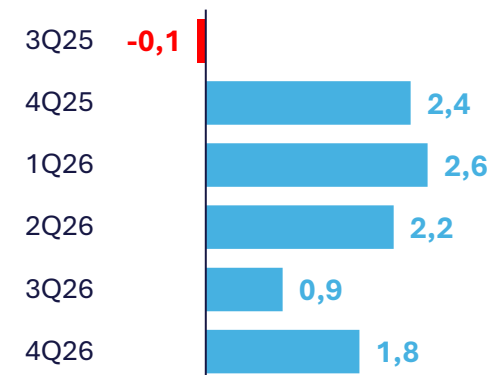
Globalny popyt i podaż paliw płynnych z prognozą US EIA do gru'26¹³

mln b/d



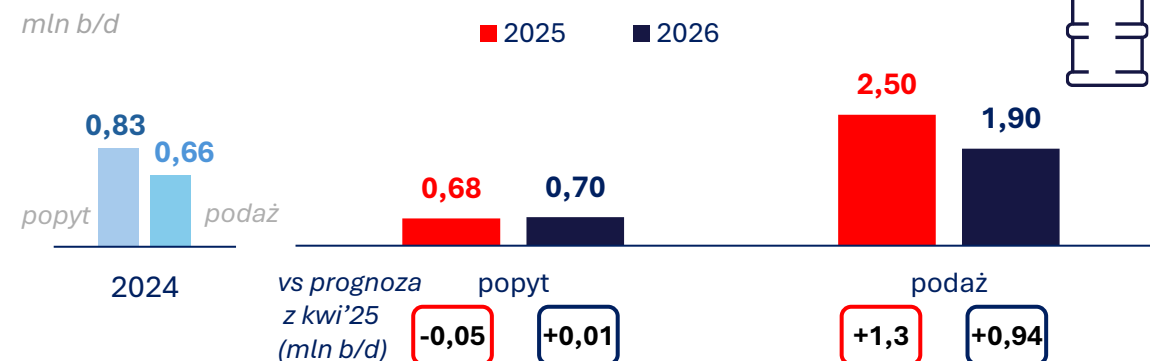
Bilans na rynku ropy naftowej¹⁴, 3Q25-4Q26

mln b/d



Sierpniowa prognoza (IEA) wzrostu globalnego popytu i podaży paliw płynnych¹⁵, 2025-2026

mln b/d



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF SEP25) zakończyły lipiec wzrostem do poziomu 35,3 EUR/MWh wraz z amerykańskim ultimatum na podjęcie działań pokojowych przez Rosję. Wyższy poziom cen wynikał również z optymizmu inwestorów na rynku surowców energetycznych wobec porozumienia handlowego UE-USA. W pierwszej dekadzie sierpnia nastąpił jednak spadek notowań do 32,5 EUR/MWh po zapowiedzi spotkania Trump-Putin na Alasce. Pomimo wysokiej temperatury w naszym regionie (i spadku generacji z wiatru), ograniczenia mocy francuskiego atomu (-10%) oraz sezonowo niższego importu LNG do Europy, to **nadzieje na przełom w rozmowach pokojowych, sprowadziły ceny gazu (TTF) do najniższego poziomu od roku tj. 31 EUR/MWh (15.08)**¹⁸. Jednak późniejszy impas w negocjacjach, połączony z nasileniem wzajemnych ataków na infrastrukturę energetyczną obydwu państw (w tym gazową), doprowadziły do 6% wzrostu cen w ubiegłym tygodniu (33,6 EUR/MWh). Prezydent USA ponownie zagroził zaostrezeniem sankcji na Rosję. Nieco wyższy poziom notowań ostatnich sesji jest efektem stopniowego spadku dostaw z Norwegii (naprawy), przy zmiennej produkcji energii z OZE na Zachodzie Europy.

¹⁷) Dane Bloomberg.

¹⁸) IEA: Spadek mocy elektrowni atomowych (FR) przy fali upałów zwiększył 2,5x pobór gazu w energetyce NWE w tyg. do 14.08.25

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF¹⁷ (giełda ICE)

EUR/MWh



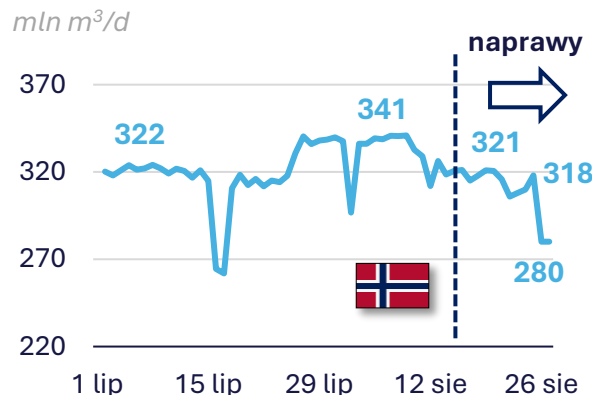
Gaz ziemny (TTF)

W pierwszej połowie miesiąca wysoki poziom dostaw gazociągami z Norwegii, połączony z przesunięciem natężenia napraw na koniec sierpnia (i wrze'25), a także dość dobrym tempem uzupełnienia zapasów-sprzyjał korekcie notowań gazu¹⁹. W miesiącach letnich import LNG do portów Europy Zachodniej ulega stopniowemu zmniejszeniu (zgodnie z trendem sezonowym), jednak pozostaje znacznie powyżej zeszłorocznego poziomu (cze-sie +61% r/r)¹⁹. **IEA szacuje, że w całym 2025 roku import skroplonego gazu do Europy (ogółem) wzrośnie o 35 mld m³, co będzie o 26% r/r większym wolumenem.** W 1H25 import skroplonego gazu wzrósł o 25% tj. 20 mld m³, przy 20% spadku dostaw gazociągami z Rosji (-4,5 mld m³ r/r) oraz prawie 5% zmniejszeniu dostaw z Norwegii (wiosenne naprawy)²⁰. Wśród amerykańskich kompleksów LNG wyróżnia się uruchomiony w 2024 roku –*Plaquemines* LNG, który w tym roku odpowiada za prawie 2/3 „nowej” podaży skroplonego gazu, a prawie 80% jego produkcji dotychczas trafiało do Europy. Warto dodać, że 90% dodatkowego importu LNG do Europy w 1H25 pokryły Stany Zjednoczone. Większe dostawy drogą morską będą konieczne przy szacowanym spadku przesyłu gazociągami z Rosji o prawie 13 mld m³ w tym roku²⁰.

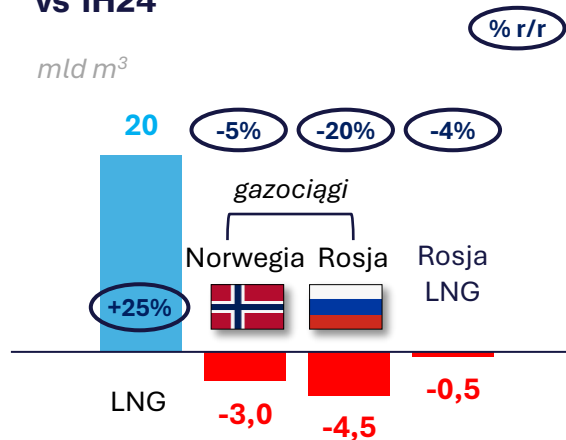
¹⁹) Dane Bloomberg do 26.08.25.

²⁰) Dane IEA Gas Market Report 3Q25.

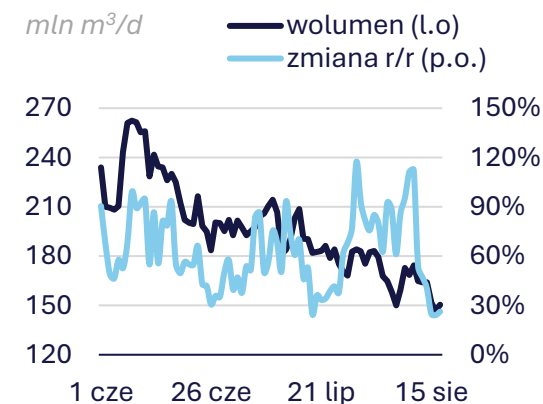
Wolumen eksportu gazu z Norwegii¹⁹, lip'25-sie'25



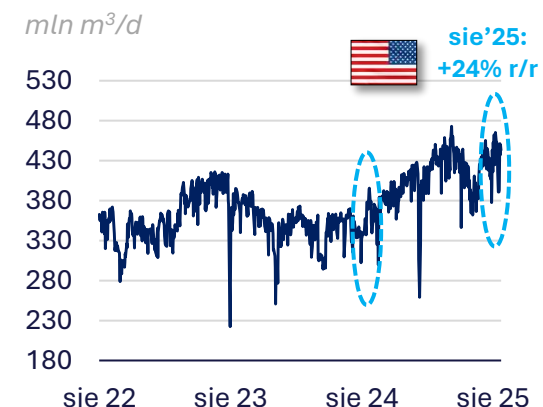
Zmiana wolumenu importu gazu do Europy (główne kierunki)²⁰, 1H25 vs 1H24



Wolumen i dynamika importu LNG do Europy NW¹⁹, cze'25-sie'25



Dostawy gazu do kompleksów eksportowych LNG w USA¹⁹, sie'22-sie'25



Gaz ziemny (TTF)

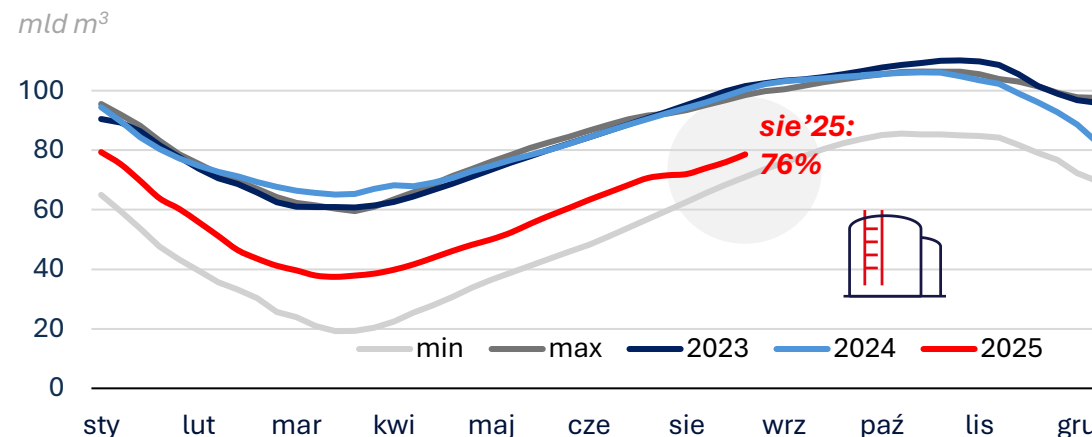
Zmniejszenie luki w zapasach gazu względem poprzednich lat, było możliwe za sprawą istotnie szybszego tempa zatłaczania unijnych magazynów w 2Q25. Dane agencji ACER wskazują na zwiększenie wolumenu zatłoczonego surowca o 36% względem 2Q24 do poziomu 25,6 mld m³. Rekordowym pozostaje jednak 2Q22 z wynikiem 31,1 mld m³ w okresie kryzysu energetycznego²¹. Pomocą w uzupełnieniu stanów magazynowych była premia za dostawy LNG do Europy względem Azji na początku roku (obecnie premiowany Daleki Wschód), a później korzystniejsza (niższa) wycena kontraktów TTF na sezon letni wobec zimowego. Jednak konieczność „przyciągnięcia” większych wolumenów gazu z terminali LNG na Zachodzie, celem uzupełnienia magazynów w Centralnej i Wschodniej Europie (w tym Ukraina), doprowadziła do zwiększenia regionalnego zróżnicowania cen w wirtualnych punktach obrotu (VTPs). Dane ACER wskazują, że średni zakres cen kontraktów Day-Ahead między VTPs Europy Zachodniej wynosił 2,2 EUR/MWh w 2Q25, podczas gdy dla całej UE-27 było to 6,2 EUR/MWh (w 2Q24 kolejno: 0,7 EUR/MWh i 4,5 EUR/MWh)²¹. Jednak utrzymanie szybkiego tempa zatłaczania w całej Europie, pozwoliło zapełnić magazyny do 76% w sierpniu.

21) ACER: Key Developments in European gas wholesale markets Q2 2025.

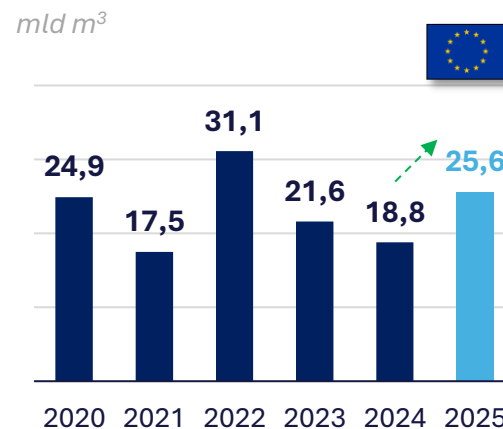
22) Dane GIE AGSI odczyt z 25.08.2025. Min-max z okresu 2015-2020

23) Dane Bloomberg odczyt z 25.08.2025; lipcowy z 28.07.2025.

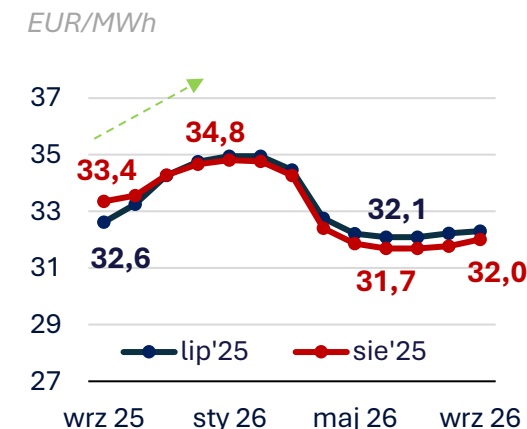
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu²², 2023-2025



Zatłoczenie unijnych magazynów w 2 kwartale²¹, 2020-2025



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)²³



Gaz ziemny (TTF)

Wbrew prognozom z początku 2025 roku, liderami importu LNG w sezonie letnim nie będą wrażliwe cenowo Indie oraz Chiny, a zamożniejsze państwa Azji Północno-Wschodniej (Japonia i Korea Płd.), których popyt na gaz podtrzymuje poziom stawek spotowych LNG (wraz z wyższym importem r/r w UE). **W 1H25 Japonia uzyskała tytuł lidera w globalnym imporcie LNG (32,6 mln ton), prześcigając Chiny²⁴.** Od lipca to fala upałów, zwiększa popyt na energię do celów chłodzenia, a sierpniowy import LNG może być najwyższy od lut'25 (ok. 5,8 mln ton). Korea Płd. także może zwiększyć importowany wolumen (w sie'25) do najwyższego poziomu od gru'23 (ok. 5 mln ton) wraz z niższym r/r poziomem zapasów LNG w kraju²⁵. **Popyt na skroplony gaz może jednak słabnąć, przy konkurencyjnych cenach węgla, ochłodzeniu, a w samej Japonii- zwiększeniu udziału atomu.** W obecnym roku 14 z 27 reaktorów zasila system (tj. +2 r/r), a z pozostałych 13, już 3 jednostki przeszły pierwsze testy bezpieczeństwa, a kolejne 10 zostanie poddanych weryfikacji. Przywrócenie ich do 2030 roku, może zmniejszyć import LNG o 14 mln ton rocznie (tj.- 22% vs 2025 rok)²⁶. W Chinach tańsze wydobywanie własne i dostawy gazociągami, utrzymały ujemną dynamikę importu LNG w lipcu (-6,7% r/r).

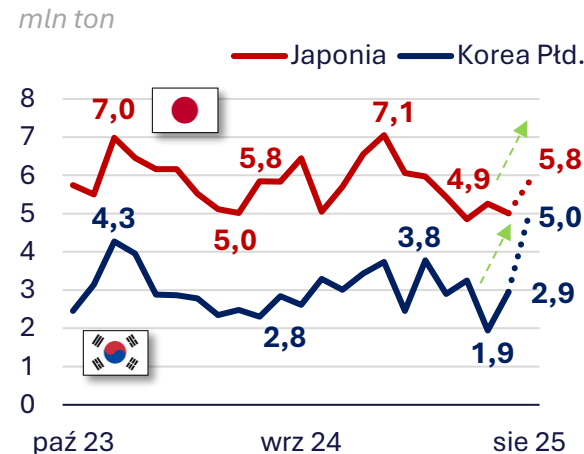
²⁴) Dane Bloomberg.

²⁵) Dane i prognoza Reuters z 26.08.2025.

²⁶) Dane Bloomberg Intelligence, Japan METI.

²⁷) Dane Ember.

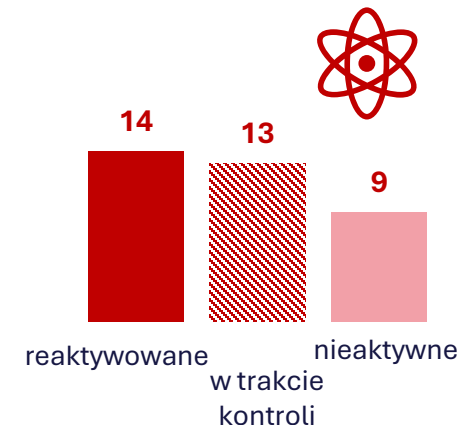
Import LNG do Japonii i Korei Płd²⁵, paź'23-sie'25 (prognoza)



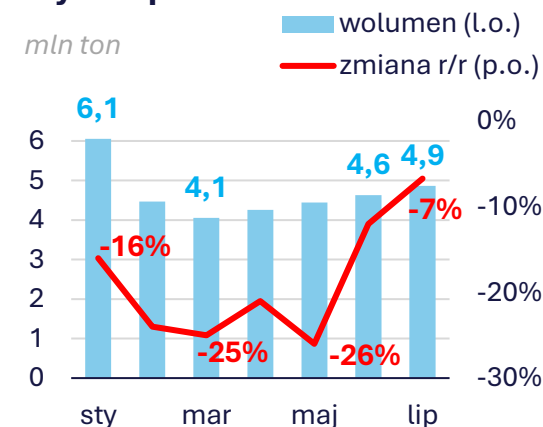
Produkcja energii z atomu w Japonii²⁷, cze'22-cze'25



Stan japońskich reaktorów elektrowni jądrowych²⁶, 2025



Import LNG do Chin²⁴, sty'25-lip'25



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii ulegały sukcesywnej obniżce z poziomu 170 PLN/MWh na początku sierpnia do 155 PLN/MWh w połowie miesiąca²⁸. Ze względu na święto 15 sierpnia w Polsce, najniższy poziom CAL26 odnotowano w poniedziałek (i największy przehandlowany wolumen od początku lipca). Korekta w pierwszej połowie sierpnia była odzwierciedleniem sytuacji na rynku gazu w Europie, kiedy **wydarzenia geopolityczne przeważały nad czynnikami fundamentalnymi** (wzrost zapotrzebowania na gaz do celów chłodzenia). **Druga połowa miesiąca przyniosła jednak umocnienie notowań CAL26 do 163 PLN/MWh wraz z eskalacją napięcia na linii Rosja-Ukraina oraz przesunięciem uwagi uczestników rynku na zmniejszenie podaży z Norwegii.** Polskie magazyny gazu zapełnione są w 87% wobec 96% wypełnienia w analogicznym okresie ubiegłego roku. Niższy poziom zapełnienia względem 2024 roku jest wyzwaniem dla całej Unii Europejskiej. W tym tygodniu w terminalu LNG w Świnoujściu odebrano już 52 dostawę skroplonego gazu²⁹. Dane Bloomberg wskazują na wzrost importu LNG do Polski o 30% w obecnym roku do poziomu 4,3 mln ton (1-8M25)³⁰.

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

29) Informacja Gaz-System z 25.08.2025.

30) Dane Bloomberg.

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na gaz²⁸ (TGE)

PLN/MWh



Gaz ziemny (TGE)

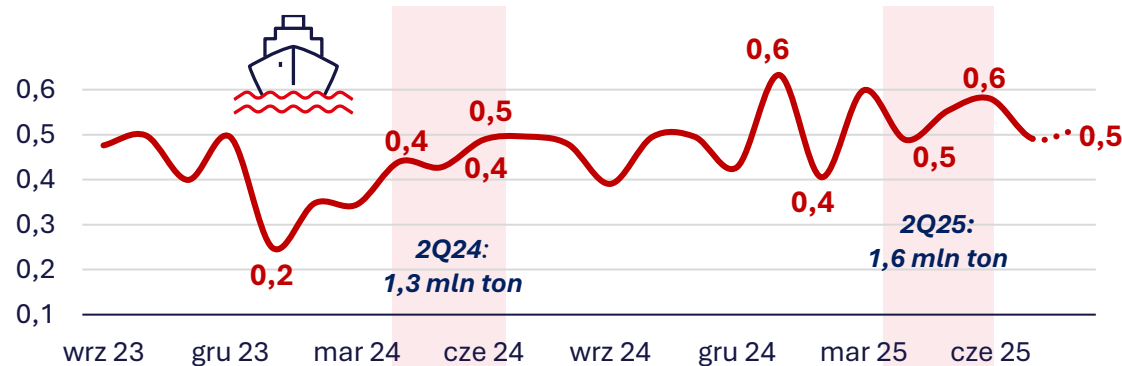
Dane Agencji ICIS wskazują, że już w 2Q25 Polska zwiększyła import LNG o 23% r/r do poziomu 1,6 mln ton³¹. W lipcu Gaz-System poinformował o rozpoczęciu prac pogłębiania dna Zatoki Gdańskiej pod pływający terminal LNG. Oddanie inwestycji planowane jest na przełom lat 2027-2028 i pozwoli na znaczące zwiększenie importu skroplonego gazu do kraju³². Równocześnie Grupa Orlen ogłosiła planowane zwiększenie wydobycia gazu z norweskiego Pola Ormen Lange o 500 mln m³/r (w szczytowym okresie wydobycia), dzięki kolejnej fazie inwestycji (montaż podwodnych sprężarek gazu)³³. Inwestycje zarówno w zwiększenie mocy importowych jak i wydobywczych, będą odpowiedzią na wzrost roli gazu w krajowej energetyce pod koniec dekady. Prognozy Forum Energii wskazują na możliwe podwojenie mocy osiągalnej w elektrowniach gazowych przed 2030 rokiem z obecnych 5,6 GW³⁴. Bloki gazowe zwiększyły udział w krajowym wytworzeniu do 15% ubiegłej zimy (wobec 4% w 2015 roku). Ekspert Forum Energii podkreśla konieczność zmiany roli nowych elektrowni gazowych (jak CCGT w Gryfinie), jako jednostek rezerwowych, ale stabilizujących system elektroenergetyczny, przy wzroście udziału OZE (m.in. większa elastyczność restartu względem bloków węglowych)³⁴.

31) Dane ICIS LNG Edge (A. Frolej): 2Q25 Trade Flow Report.
33) Komunikat GK Orlen z 26.08.2025.

32) Komunikat Gaz-System z 29.07.2025.
34) Dane Forum Energii; J. Wójcik dla Wysokie Napięcie z 14.08.2025.

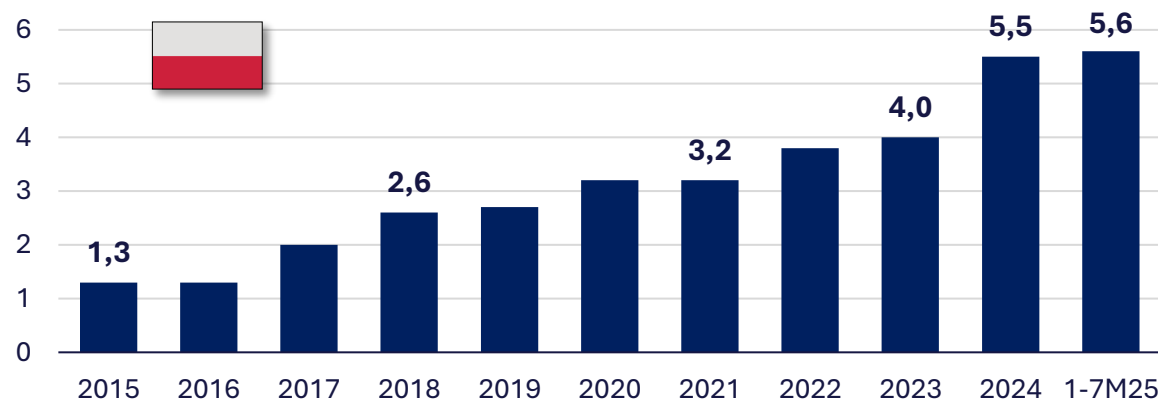
Import LNG do Polski (wolumenowo)³⁰, wrze'23-lip'25

mln ton



Moc osiągalna źródeł gazowych w Polsce³⁴, 2015-2025

GW



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL26 na Towarowej Giełdzie Energii w pierwszej dekadzie sierpnia oscylowały w przedziale 418-423 PLN/MWh. Później wraz z korektą na rynku surowców energetycznych, nastąpił spadek notowań CAL26 do najniższego poziomu w miesiącu tj. 415,8 PLN/MWh (18.08)³⁵.

Wyższe ceny na początku miesiąca były efektem optymizmu na rynku energii w Europie po zawarciu umowy handlowej UE-USA (większa aktywność gospodarcza to wzrost popytu na energię) **oraz wyższej temperatury, co zwiększało popyt na energię do celów chłodzenia** (i większe zużycie paliw kopalnych, przy redukcji francuskiego atomu oraz niższej wietrzności). **Jednak późniejsze negocjacje pokojowe i ochłodzenie w regionie, przyniosły korektę na również na rynku energii.** W Polsce, po lipcowym spadku udziału OZE w krajowym miksie do 33% (vs 45% w czerwcu), sierpień może przynieść lepszy wynik, dzięki większemu wytworzeniu energii z instalacji fotowoltaicznych oraz farm wiatrowych³⁶. W obecnym tygodniu notowania CAL26 oscylują w okolicy 420 PLN/MWh. Pomimo zawetowania przez Prezydenta tzw. ustawy wiatrakowej, poinformowano o jego poparciu dla zamrożenia cen prądu dla gospodarstw domowych w 4Q25. Kolejne weto dotyczyło ustawy m.in. łagodzącej wymogi dla nowych instalacji OZE³⁷.

³⁵) Dane TGE- DKR z godziny 14:00.
³⁷) Informacje PAP z 21 i 25.08.2025

Notowania kontraktu rocznego CAL26 na energię elektryczną³⁵ (TGE)

PLN/MWh



³⁶) Dane Forum Energii (Forumetr) z 26.08.2025.

Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie (DEC25) w pierwszej dekadzie miesiąca, wzrosły do najwyższego poziomu od 6-tygodni tj. 73,2 EUR/MWh. Przyczyną były zapowiedzi wysokiej temperatury w Europie, a później informacje o zmniejszeniu produkcji energii z francuskiego atomu. Co ciekawe, elektrownia jądrowa Gravelines musiała ograniczyć pracę 4 reaktorów na ponad tydzień, nie tylko ze względu na wysoką temperaturę wody w rzekach, ale liczne meduzy w systemach chłodzenia reaktorów. Był to wynik upałów, prowadzących do ich nagromadzenia w wodzie morskiej. Wstępne zapowiedzi szczytu Trump-Putin wzmacniały ceny EUA wraz z nadzieją na deeskalację, zwiększenie inwestycji w regionie i rosnący popyt na energię w razie zakończenia konfliktu. Jednak w dniu spotkania notowania EUA spadły do 70,7 EUR/t wraz z korektą na rynku surowców energetycznych. Fundusze inwestycyjne zredukowały wtedy długie pozycje netto o 31% t/t³⁹. Późniejsze odbicie powyżej 72 EUR/t, było wynikiem wzrostu cen gazu. Potwierdzono przeniesienie nadwyżkowych uprawnień w ramach mechanizmu rezerwy MSR, co zmniejszy wolumen aukcyjnych w okresie wrze'25-sie'26 i może wzmacniać ceny EUA³⁹.

38) Dane Bloomberg.

39) Dane LSEG.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC25³⁸ (giełda ICE)

EUR/t



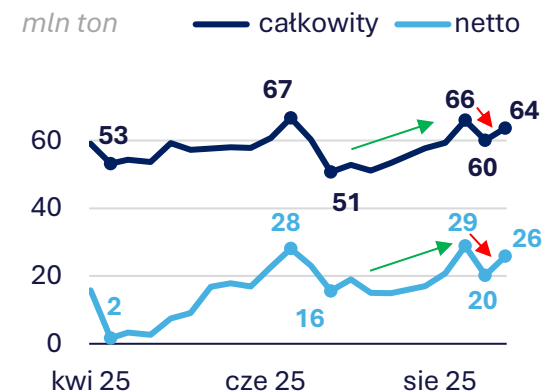
Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Bank Światowy w raporcie *State and Trends of Carbon Pricing 2025* podkreśla, że **mechanizmy redukcji emisji obejmują w tym roku już 28% globalnych emisji gazów cieplarnianych wobec 5% w 2005 roku**. Jest to możliwe za sprawą funkcjonowania 37 różnych systemów ETS oraz 43 podatków węglowych na świecie. W ubiegłym roku przychody państw z handlu instrumentami redukcji emisji wyniosły ok. 102 mld USD (nieco mniej niż w 2023 r. za sprawą spadku cen m.in. w EU ETS oraz UK ETS). W kwestii emisji z poszczególnych sektorów, liderem pozostaje energetyka z 51% pokryciem emisji mechanizmami redukcji⁴⁰. Warto zauważyć, że 30% globalnych emisji gazów cieplarnianych pochodzi właśnie z tego sektora. Jednak w 2025 roku wzrosło pokrycie emisji z przemysłu do 43%, głównie za sprawą rozszerzenia przez Chiny swojego systemu ETS na produkcję m.in. cementu, stali czy aluminium. Sektor przemysłu odpowiada za 20% emisji GHG na świecie. W kwestii cen instrumentów redukcji, BŚ wskazuje na ich wzrost z 10 USD/t CO₂e w 2015 roku do 19 USD/t CO₂e w obecnym. Jednak warto zauważyć, że 72% globalnych emisji nadal nie jest objęte mechanizmami redukcji, co po przyjęciu ceny równej 0 dla takiej ilości GHG, zmniejsza średnią cenę ważoną wolumenem w skali globalnej do 5 USD za tonę CO₂e.

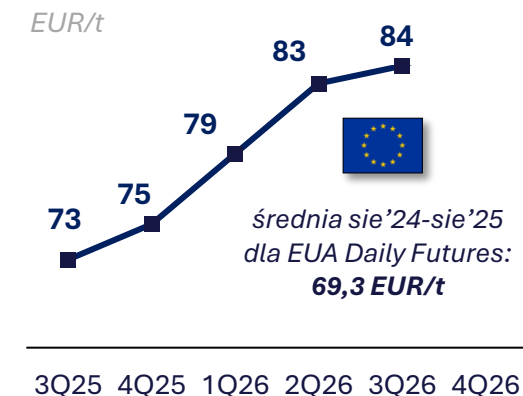
40) World Bank: *State and Trends of Carbon Pricing 2025*.

41) Średnia z prognoz Bloomberg, odczyt z 25.08.2025.

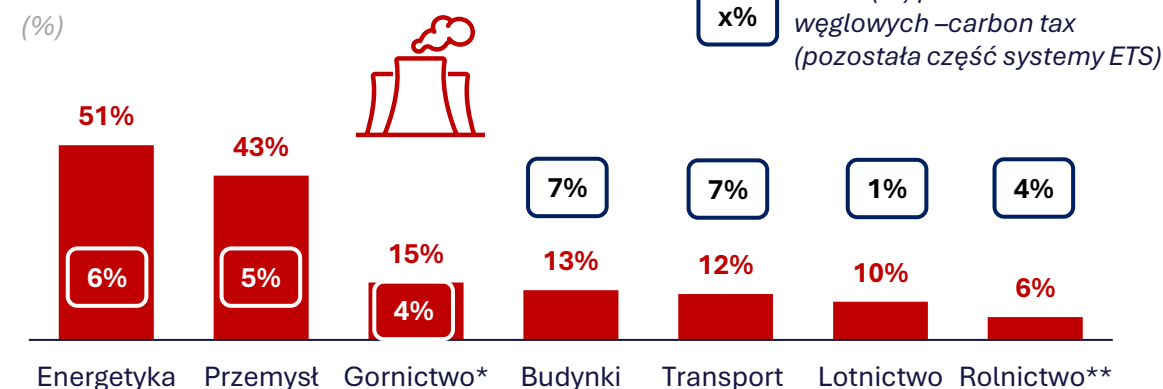
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych na rynku EUA³⁹, kwi'25-sie'25



Prognoza cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA) i wolumen aukcyjny⁴¹



Globalne emisje gazów cieplarnianych objęte mechanizmami redukcji według sektorów⁴⁰, 2025



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (SEP25) na węgiel energetyczny (API2) zakończyły pierwszą połowę sierpnia korektą do poziomu 98,2 USD/t z okolic 105 USD/t na początku miesiąca. Jeszcze w lipcu wsparciem dla notowań API2 był wysoki popyt importowy (mierzących się z upałami) krajów Azji. Jednak w pierwszej dekadzie sierpnia ceny węgla były „odporne” na fale gorąca na południu Europy i ulegały sukcesywnej korekcie podobnie jak ceny gazu. Zagrożenia logistyczne związane z transportem rzeczny w Niemczech, ustąpiły dzięki zwiększonym opadom. Ponadto niższe stawki dostaw LNG do Azji, osłabiały także notowania węgla energetycznego⁴². Od połowy sierpnia nastąpił ponowny wzrost cen z 98 USD/t (15.08 Trump-Putin) do prawie 102 USD/t w ubiegłym tygodniu. Wsparcie zapewniły informacje o rosnącym popycie importowym w Europie (budowanie zapasów przed zimą) i Azji (powrót upałów). W 2. połowie miesiąca zapasy węgla w portach ARA wzrosły do 3,3 mln ton, co było nadal o 28% niższym poziomem w ujęciu r/r⁴³. Dane LSEG wskazują na spadek importu kolumbijskiego węgla do Europy o 1/3 w sierpniu (r/r) wraz z cięciami wydobywania, co może zwiększyć napięcie na rynku fizycznym późną jesienią (przy ochłodzeniu i niższej produkcji OZE).

⁴²⁾ Dane Bloomberg.

⁴³⁾ LSEG Coal Weekly.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2⁴² (giełda ICE)

USD/t



Węgiel energetyczny (API2)

US Energy Information Administration prognozuje spadek amerykańskiego eksportu węgla energetycznego o 7% względem poziomu z 2024 roku⁴⁴. Agencja szacuje wolumen eksportu surowca na 47 mln krótkich ton

(st) w 2025 roku i 45 mln st w kolejnym. Wśród przyczyn US EIA wskazuje nadpodaż surowca na globalnym rynku oraz niskie ceny, co w przypadku USA zwiększa opłacalność sprzedaży na rynek krajowy. Co więcej, nowa polityka celna Stanów Zjednoczonych zmniejszyła zakupy surowców z tego kraju m.in. przez Chiny. W efekcie prognozowany jest również 13% spadek eksportu węgla koksującego z USA w obecnym roku. W 2024 roku 25% krajowego wydobycia (ogółem) przeznaczono na eksport, a największymi odbiorcami były Indie (23%), które zostały „ukarane za import z Rosji” 50% cłami przez USA⁴⁵. W kwestii wydobycia węgla, US EIA oczekuje 2% wzrostu produkcji w 2025 roku, dzięki większemu popytowi na surowiec, przy wysokich cenach gazu w 1Q25 oraz niższej bazie statycznej z zeszłego roku w regionie Appalachia⁴⁶. W przyszłym roku niewykluczony jest jednak spadek wydobycia węgla w USA (-6% r/r do 490 mln st), przy planowanej redukcji mocy starszych elektrowni węglowych (o 8,1 GW w 2025 r)⁴⁷.

⁴⁴) Dane US EIA STEO AUG'25.

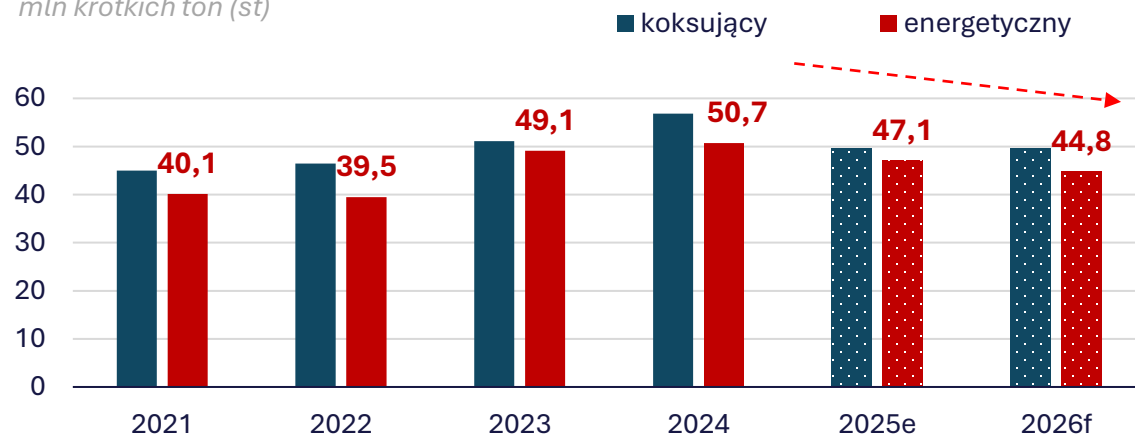
⁴⁶) po zawaleniu się mostu Francis Scott Key Bridge i przestojach w porcie Baltimore.

⁴⁵) Dane US EIA 12.08.2025.

⁴⁷) Dane US EIA z lutego 2025.

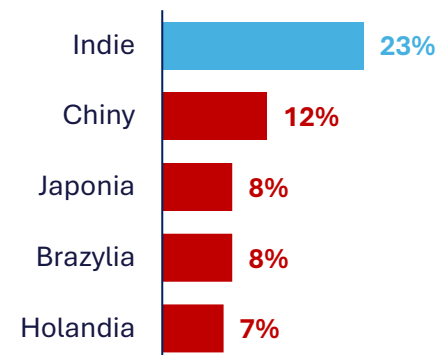
Eksport węgla z USA⁴⁴, 2022-2024 z prognozą do 2026 roku

mln krótkich ton (st)

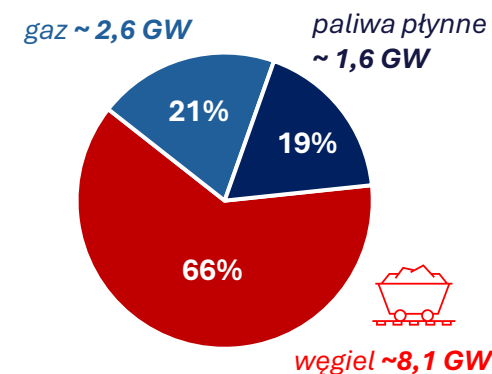


Najwięksi odbiorcy węgla (ogółem) z USA⁴⁵, 2024

%



Redukcja mocy wytwórczych elektrowni w USA planowana w 2025 roku⁴⁷



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 26.08.2025

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	67,22	-2%	-17%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	33,46	3%	-11%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	162,02	-1%	-16%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	419,50	1%	-11%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC25)	72,75	2%	3%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	99,60	-4%	-17%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

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

Materiał przygotowany według danych na dzień: 26.08.2025

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.

