UNIMOT

Październik 2026

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt DEC26) rozpoczęły październik na poziomie 102 USD/b, jednak pierwsze dni miesiąca przyniosły niewielką korektę w okolice 100 USD/b (do 07.10). Powodem były m.in. optymistyczne dane o wysokim eksporcie paliw płynnych przez Cieśninę Ormuz we wrześniu oraz decyzja państw G7 wraz z International Energy Agency o uwolnieniu 100 mln baryłek zapasów ropy i paliw w kolejnych czterech miesiącach. Z kolei D. Trump zaprzeczył wprowadzeniu zakazu eksportu diesla z USA. Jednak wsparciem dla cen były informacje o kolejnych atakach Huti na obiekty w Arabii Saudyjskiej. Co więcej, rząd Jemenu rozpoczął ofensywę przeciw rebeliantom. Później **notowania Brenta wzrosły w okolice 105 USD/b wraz z większą liczbą ataków na jednostki przepływające przez Cieśninę, obawami o ponowne ataki USA na Iran oraz ograniczeniem wydobycia w Zatoce Meksykańskiej** w obliczu nadchodzącego huraganu. Umocnienie nastąpiło pomimo deklaracji D. Trumpa o wstrzymaniu ataków do czasu wyborów w USA (03.11). Ogłoszone przez Prezydenta USA porozumienie z W. Putinem o dostawie ok. 300 tys. ton rosyjskiego diesla na rynek globalny w tym miesiącu, doprowadziło do niewielkiej (1-2 USD/b) i chwilowej korekty notowań kontraktów na ropę naftową[2].

1) Dane Bloomberg. Ceny na wykresie są cenami rozliczeniowymi settlement z danego dnia.
2) Informacje Reuters z 12.10.2026.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent[1] (giełda ICE)



Ropa naftowa (Brent)

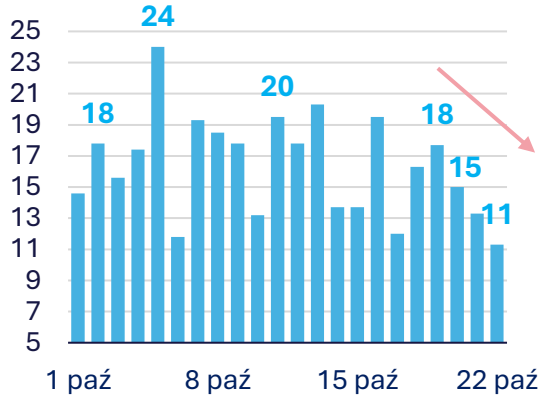
W większym stopniu wzrost cen hamowany był informacjami o wysokim eksporcie ropy naftowej z Arabii Saudyjskiej, pomimo ataków Huti i rosnącej liczby ataków w Cieśninie. Dane Bloomberg wskazują, że wrześniowy wolumen eksportu z tego kraju był najwyższy od 7 miesięcy (ok. 6,1 mln b/d) i powrócił do poziomu sprzed wojny[3]. Z kolei Reuters wskazuje, że chińskie rafinerie zakupiły co najmniej 12 mln baryłek saudyjskiej ropy na dostawy w listopadzie. W obliczu ataków w Cieśninie zmianie uległa logistyka dostaw. Według Reuters, odbiorcy niechętnie czarterują statki do samodzielnego załadunku w Cieśninie, stąd Saudi Aramco przejęło część ryzyka logistycznego, dostarczając surowiec do portów docelowych m.in. poprzez transfery ship-to-ship (dalej STS) poza Cieśniną[4]. Z kolei niższe oficjalne ceny sprzedaży ropy Arab Light rekompensowały częściowo wysokie koszty frachtu. Jednak to właśnie dokonywane przez państwa Zatoki liczne transfery STS w okolicy Omanu (które pozwalają na większy eksport), prowadzą do dłuższego zaangażowania tankowców (kolejki), co wraz z ogólnym wydłużeniem tras żeglugi od początku wojny (zamiast Bliski Wschód –Azja; USA-Azja), doprowadziło do drastycznego wzrostu kosztów transportu morskiego ropy naftowej.

3) Dane Bloobmerg, odczyt 26.10.2026.
5) Dane IMO, odczyt 27.10.2026.

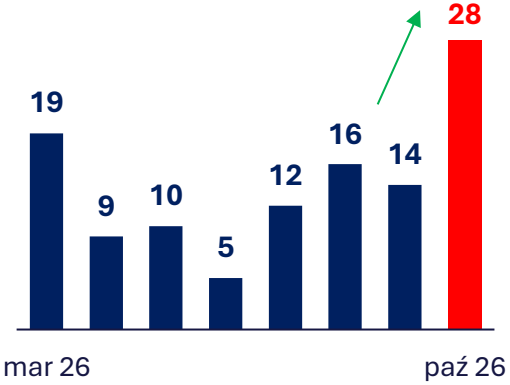
4) Informacje Reuters z 12.10.2026.
6) Reuters na podstawie Washington Institute for Near East Policy, IMO, 23.10.2026

Liczba statków handlowych płynących przez Cieśninę Ormuz[5], paź'26

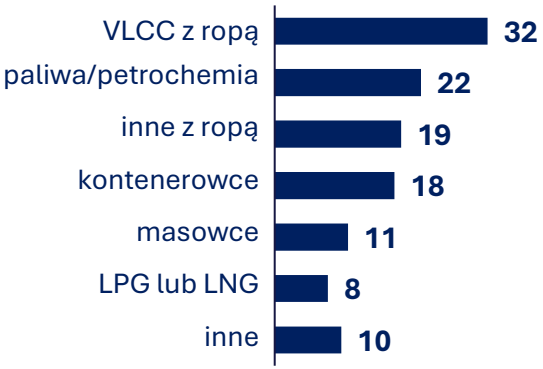
średnia dzienna 1-22 paź



Liczba zaraportowanych incydentów w okolicy Cieśniny Ormuz[6], mar'26-paź'26

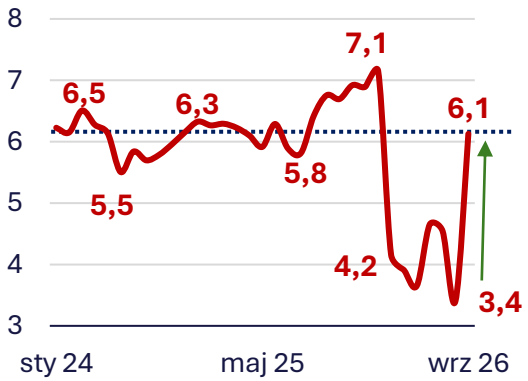


Ataki na statki płynące przez Cieśninę według typu jednostki[6]



Eksport ropy naftowej z Arabii Saudyjskiej[3], 2024-2026

mln b/d

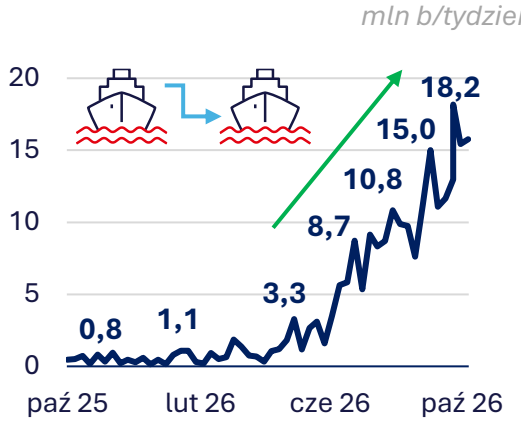


Ropa naftowa (Brent)

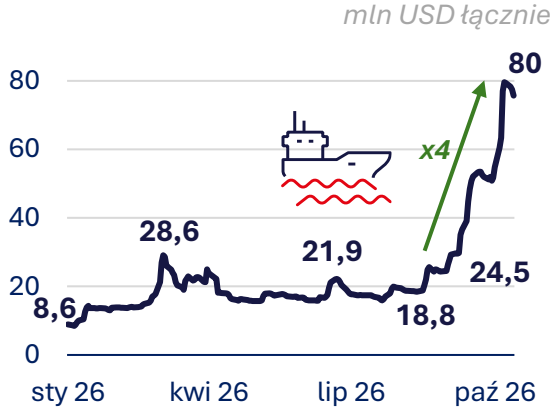
Do wzrostu stawek frachtu przyczyniły się także nasilone ataki na jednostki w Cieśninie w tym miesiącu. Koszt transportu ropy naftowej tankowcem typu VLCC (ok. 2 mln baryłek) z USA do Japonii (z dostawą lis'26) w pierwszej dekadzie miesiąca wynosił ok. 81 mln USD wobec 9,1 mln USD rok temu (podobnie do Chin). Oznacza to, że koszty na trasie USA-Azja wynoszą prawie 40% ceny ropy (vs 7% w 2025 roku)[7]. Niedobór największych tankowców spowodował wzrost stawek frachtu (x4 od lut'26) dla mniejszych jednostek typu Suezmax czy Aframax. W konsekwencji część nabywców wstrzymuje się z zakupem surowca, co może ograniczyć podaż produktów pochodnych. Według danych IEA globalny przerób rafineryjny spadnie w tym roku o 2,3 mln b/d do poziomu 81,7 mln b/d[8]. Potencjał do zwiększenia mocy przerobowych istnieje w Azji, jednak rekordowe koszty transportu, zmniejszają marże rafineryjne. Według danych branżowych zebranych przez Reuters, w pierwszej dekadzie października koszty frachtu zmniejszały marżę brutto azjatyckich rafinerii o 82% (z 40 USD/b do 7 USD/b netto) wobec 16% redukcji dla rafinerii np. w USA i Europie Zachodniej[9]. Wsparciem byłby większy eksport paliw z Chin. Pekin jednak oczekuje najpierw zawarcia pokoju w Zatoce.

7) Informacje i dane Reuters, 09.10.2026.
8) IEA Oil Market Report October 2026.
9) Dane HiLo Analytics w Reuters, 19.10.2026.

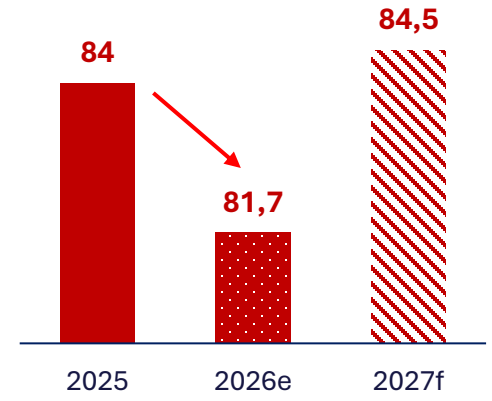
Eksport ropy naftowej z Bliskiego Wschodu z przeładunkiem STS[7], paź'25-paź'26



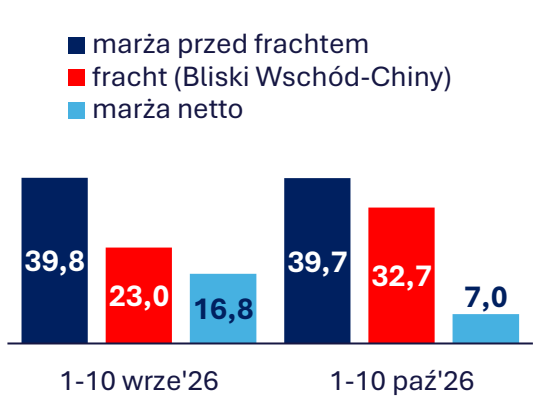
Łączny koszt transportu ropy dla największych tankowców (VLCC) na trasie USA-Chiny[7], 2026



Globalny przerób ropy w rafineriach[8], 2025-2027



Szacunkowa marża rafineryjna w Azji a koszty transportu z Biskiego Wschodu[9], wrze'26-paź'26

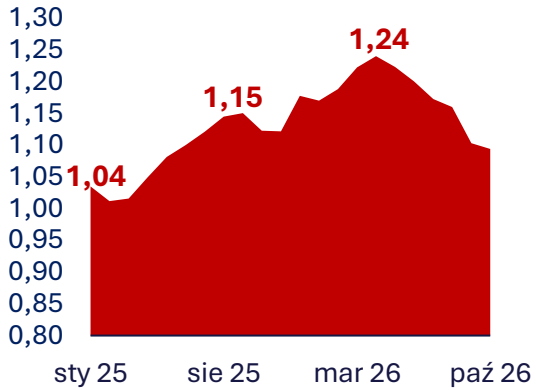


Ropa naftowa (Brent)

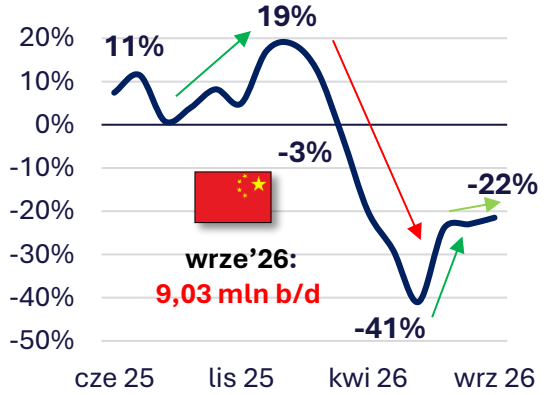
W obecnym miesiącu nie jest wykluczony wzrost importu ropy naftowej przez Chiny wraz z wysokim przerobem w rafineriach oraz niewielkim ubytkiem krajowych zapasów ropy, którymi we wrześniu (czwarty miesiąc z rzędu), uzupełniono wolumen do przerobu. Według wyliczeń Reuters, we wrześniu przeprocesowano o 530 tys. b/d ropy więcej niż było dostępne z importu i wydobycia własnego[10]. Jeśli Państwo Środka celem zahamowania korzystania z zapasów, zwiększy import drogą morską, wówczas może być to impuls do utrzymania wyższych cen ropy. W obecnym miesiącu kluczowym wydarzeniem było porozumienia USA z Rosją o dostawach diesla na światowy rynek oraz towarzyszące temu zawieszenie sankcji USA na import paliw z Rosji. D. Trump ogłosił, że Rosja dostarczy „natychmiast" 300 tys. ton paliwa, a miesiąc później 500 tys. ton. Warto dodać, że Moskwa przedstawiła jeszcze wyższe prognozy eksportu (do 3,5 mln ton miesięcznie). W efekcie w ubiegłym tygodniu z Primorska wypłynęły jednostki z paliwem dla Turcji oraz Brazylii. Według danych Kpler w obecnym roku ok. 34% rosyjskiego eksportu diesla przypadło Turcji, 24% Brazylii, a 10% Maroko[11]. Pomimo tego notowania LS Gasoil ICE powróciły do 1500 USD/t, a ceny diesla w USA do 6,4 USD/gal[12].

10) Informacje Reuters i szacunkowe dane Vortexa dla zapasów w Chinach, 21.10.2026
11) Informacje Reuters z 21.10.2026.
12) Dane Reuters i Bloomberg, odczyt 28.10.2026.

Szacunkowe zapasy ropy naftowej w Chinach[10], 2025-2026



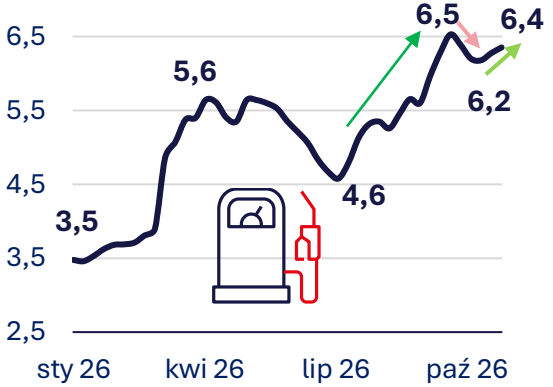
Dynamika chińskiego importu ropy naftowej ogółem[10], cze'25-wrze'26



Notowania kontraktu frontowego LS Gasoil (giełda ICE)[12], 2026



Ceny detaliczne oleju napędowego w USA (średnia dla kraju)[12], 2026

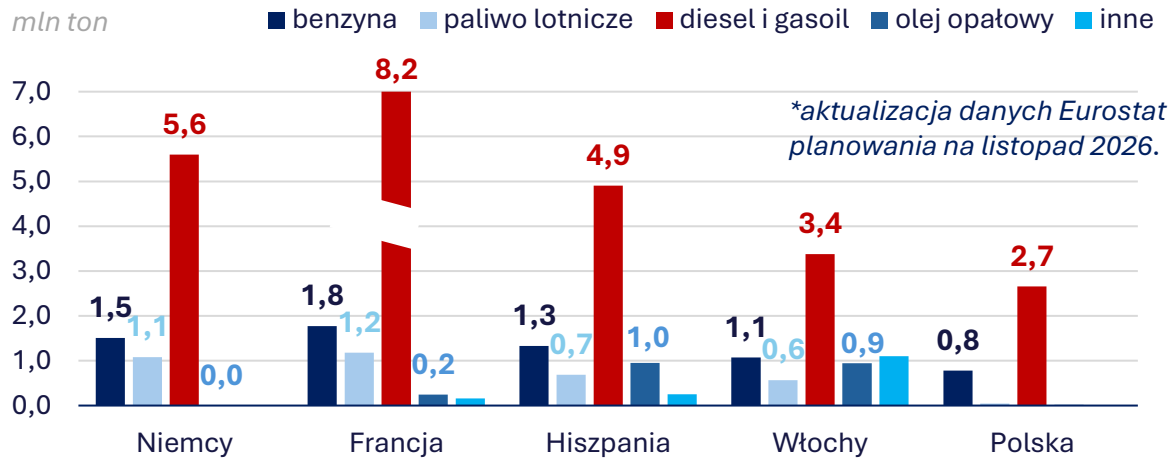


Ropa naftowa (Brent)

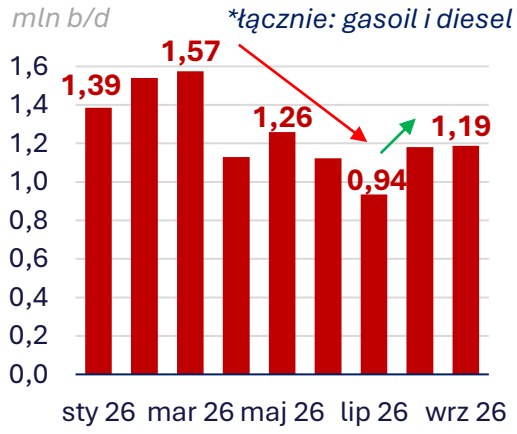
Według IEA, we wrześniu ubytek eksportu oleju napędowego z Rosji i Bliskiego Wschodu wyniósł 1,3 mln b/d[13]. Kraje współpracujące z agencją kordynują uwolnienie łącznie 100 mln baryłek ropy i paliw z rezerw strategicznych. Do tej pory przekazano na rynek ponad 320 mln baryłek ropy i paliw, jednak tempo dostarczania transz spowolniło. Nie jest pewne, czy wskazane „100 mln baryłek" będzie dodatkową podażą, czy będzie pochodzić z wiosennej puli 400 mln baryłek, jakie miały trafić z rezerw na rynek. Według IEA konieczne będzie skorzystanie w większym stopniu z rezerw diesla (ok. 20 mln b), którego import do Europy (łączny diesel i gasoil) spadł o ok. 390 tys. b/d od marca do września[14]. **Druga połowa miesiąca przyniosła wzrost cen ropy do 113 USD/b (22.10) wraz z nasilającymi się atakami Huti na infrastrukturę energetyczną Arabii Saudyjskiej, większą liczbą ataków Iranu na jednostki w Cieśninie (nowa metoda namierzania) oraz deklaracją Teheranu o braku podstaw do rozmów z USA. Notowania Brenta osiągnęły prawie 117 USD/b, po doniesieniach o możliwym wznowieniu ataków Izraela i USA na Iran na początku listopada.** Do Teheranu udali się przedstawiciele z czterech państw, celem rozmów o bezpieczeństwie w regionie[15].

13) IEA Oil Market Report October 2026.
14) Dane Kpler w serwisie Reuters z 14.10.2026.
15) Reuters: z Kataru, Arabii S., Turcji i Pakistanu, 27.10.2026
16) Dane LSEG, odczyt 28.10.2026.

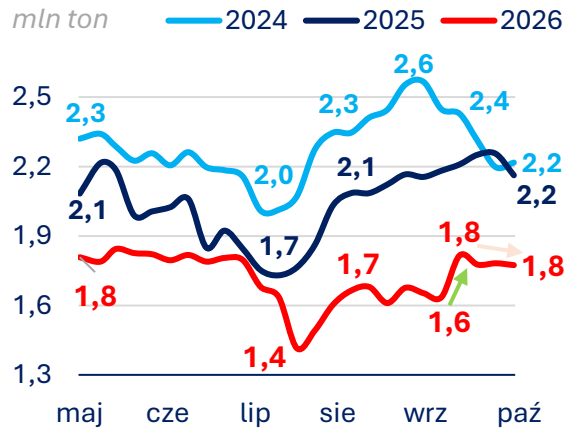
Państwa UE-27 o największych rezerwach awaryjnych średnich destylatów, według danych Eurostat z maja 2025



Import oleju napędowego* do UE-27[14], 2026



Zapasy oleju napędowego w portach ARA w Europie[16], 2024-2026



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF NOV26) w pierwszych dniach października poruszały się w przedziale 73-75 EUR/MWh. Potencjał do wzrostu cen hamowany był doniesieniami o wysokim eksporcie katarskiego LNG we wrześniu, zwiększeniu dostaw gazociągami z Norwegii oraz relatywnie wysokiej temperaturze powietrza w Europie, co ograniczyło popyt na surowiec. Ponadto informacje o kolejnym podejściu do rozmów pokojowych USA-Iran (za pośrednictwem Kataru), zwiększyły nadzieję na wyższy eksport LNG w październiku. **Jednak kolejne dni przyniosły systematyczny wzrost cen gazu do 86 EUR/MWh w połowie miesiąca.** Przyczyną umocnienia była rosnąca liczba ataków na statki w Cieśninie, po ogłoszonym przez Iran zwiększeniu kontroli nad przesmykiem. Ponadto ataki Huti w Arabii Saudyjskiej i kontrofensywa Jemenu, dodały premii za ryzyko w wycenie kontraktów ropy i gazu. Co więcej, w Europie zapowiadano pierwsze, silniejsze ochłodzenie w połowie miesiąca, co sugerowało wzrost popytu na gaz. Pomimo rosnących stawek importu LNG, zarówno Europa, jak i Azja zgłaszały zainteresowanie zakupem gazowców na najbliższe miesiące[18]. Finalnie, czynnikiem budzącym obawy pozostają rekordowo niskie o tej porze roku zapasy gazu w UE-27, co czyni europejskiej rynek wyjątkowo wrażliwym.

17) Dane Bloomberg.
18) Informacje Bloomberg z 26.10.2026.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF[17] (giełda ICE)

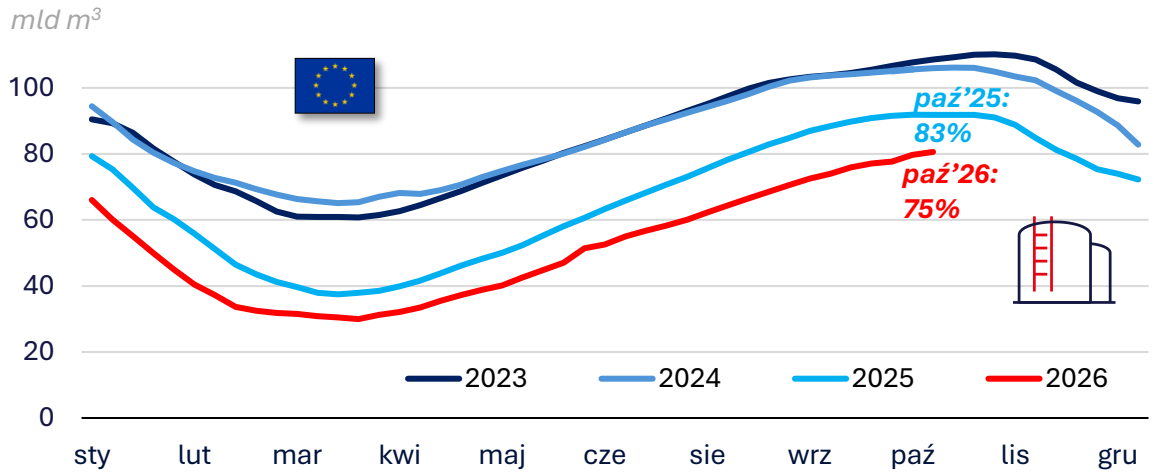


Gaz ziemny (TTF)

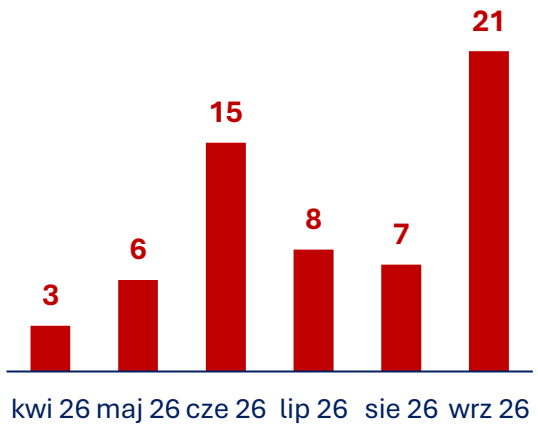
Co prawda poziom zapełnienia unijnych magazynów wzrósł z niecałych 72% na początku października do 75% pod koniec miesiąca, to pozostaje nadal najniższym poziomem od 2011 roku[19]. Zwiększenie zatłoczenia na przestrzeni tego miesiąca było możliwe dzięki rosnącemu importowi LNG, wysokiemu eksportowi z Norwegii oraz łagodnym warunkom atmosferycznym (i wyższej generacji z farm wiatrowych). Największe obawy rynku budził niski poziom zapasów w Niemczech (1 paź'26: 58% vs 1 paź'25: 77%), które pozostają największym konsumentem gazu w Europie. Informacje z końca września o zobligowaniu państwowej spółki SEFE do zakupu 8 TWh gazu (ok. 9-10 gazowców z LNG) celem zatłoczenia do 15 grudnia, wpłynęły na oczekiwania zwiększonego importu LNG do Europy[20]. Magazyny SEFE zwiększyły poziom zapełnienia z 36% do 42% pod koniec miesiąca (vs 40% pod koniec paź'25)[19]. Niskie zapasy gazu w większym stopniu uzależniają poziom jego cen giełdowych od nieprzewidywalnych warunków atmosferycznych. Według prognoz agencji ICIS, mroźniejsza zima w Europie może oznaczać konieczność zakupu dodatkowych 9 mld m^3 gazu w postaci LNG (kolejnych 85-90 gazowców)[21].

19) Dane GIE AGSI, odczyt 27.10.2026.
20) Informacje Bloomberg z 12.10.2026.
21) Dane ICIS Winter Energy Outlook, 2026/2027.
22) Dane Kpler w Bloomberg z 01.10.2026.
23) Dane Bloomberg, odczyt 26.10.2026.

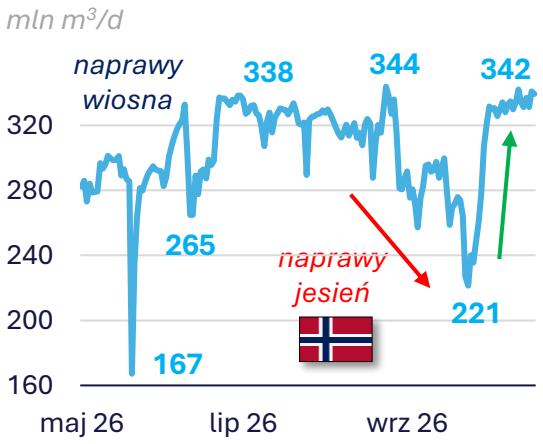
Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu[19], 2023-2026



Liczba gazowców wypływających z Ormuz[22], kwi'26-wrze'26



Eksport gazociągami z Norwegii (UE+UK)[23], maj'26-paź'26

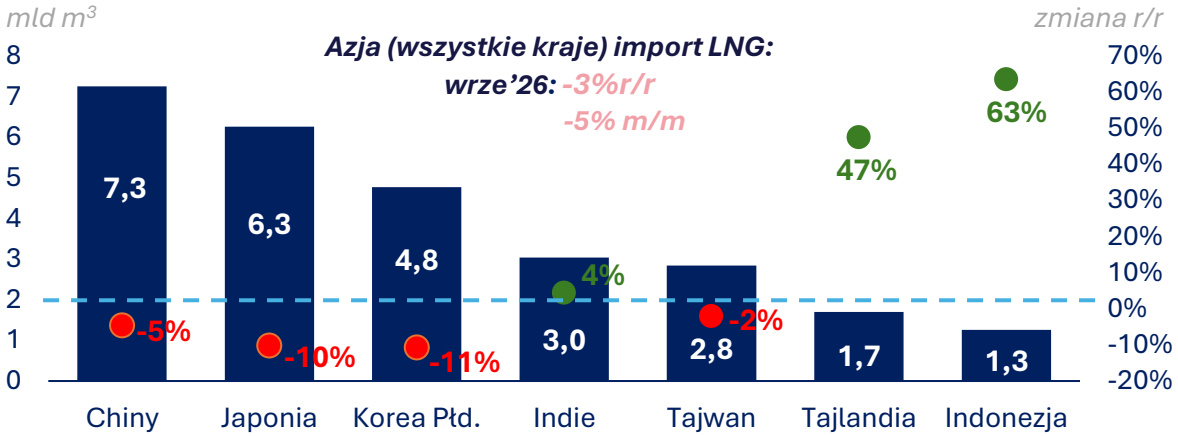


Gaz ziemny (TTF)

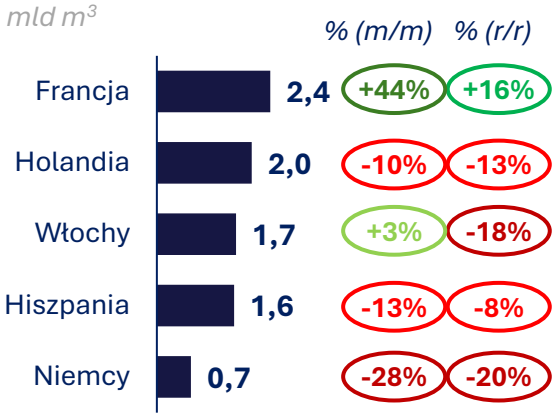
Po zakończeniu letnich fal upałów w Azji, wrzesień przyniósł niewielki spadek importu LNG zarówno w ujęciu rocznym, jak i miesięcznym, jednak stawki dostaw w formule spot, pozostawały wysokie z powodu ograniczonej podaży surowca[24]. Wśród największych importerów w Unii Europejskiej, jedynie Francja zwiększyła we wrześniu import względem wolumenu z zeszłego roku (+16% r/r). Październik przyniósł zwiększenie presji importowej zarówno w Europie, jak i w Azji, gdzie benchmark cenowy JKM wzrósł do najwyższego poziomu od 4 lat tj. powyżej 31 USD/MMBtu w drugiej połowie miesiąca[25]. Według Reuters, to Indie, Chiny oraz Korea Południowa wzmacniały ceny zakupami z dostawą spot. W Europie większość gazowców w tym miesiącu wpływała do portów w Holandii i Francji. W efekcie holenderska państwowa spółka EBN poinformowała (20.10), że poziom zapełnienia krajowych magazynów osiągnął 64%, tj. tegoroczny niższy cel zaakceptowany przez Komisję Europejską (ok. 93 TWh)[26]. **Jednak ubiegły tydzień przyniósł wzrost cen gazu w Europie do 91 EUR/MWh. Przyczyniła się do tego eskalacja na Bliskim Wschodzie, wysoki popyt na LNG, a w mniejszym stopniu chwilowy spadek dostaw z Norwegii.**

24) Dane o imporcie serwisu Bloomberg z 20.10.2026
25) Dane Montel Reserach ICE NWE LNG (Europa), JKM LNG (Azja) z 27.10.2026.
26) Informacje Reuters z 20.10.2026.

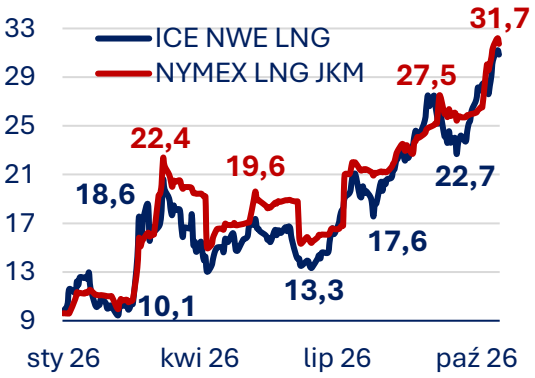
Wolumen i dynamika importu LNG największych odbiorców w Azji[24], wrze'26



TOP5 importerów LNG w UE-27[24], wrze'26



Ceny LNG w dostawach do Azji i Europy[25], sty'26-paź'26



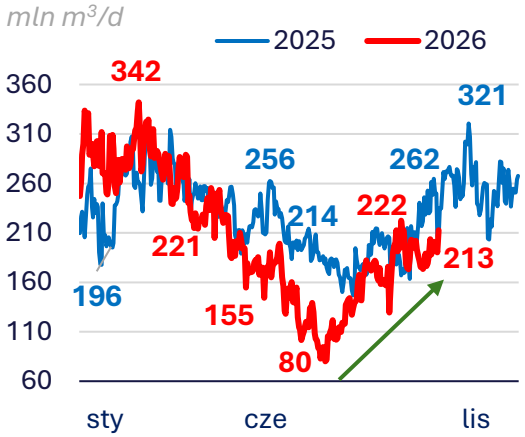
Gaz ziemny (TTF)

Na rynek powróciły obawy o ponowny atak ze strony USA lub Izraela, pomimo zapewnień D. Trumpa o jego wstrzymaniu do czasu wyborów w listopadzie. Co więcej, doniesienia o kolejnych atakach na statki, przedłużenie przez QatarEnergy „siły wyższej" w dostawach LNG do końca roku oraz ochłodzenie w Europie, wzmocniły ceny do 100 EUR/MWh (28.10)[27].

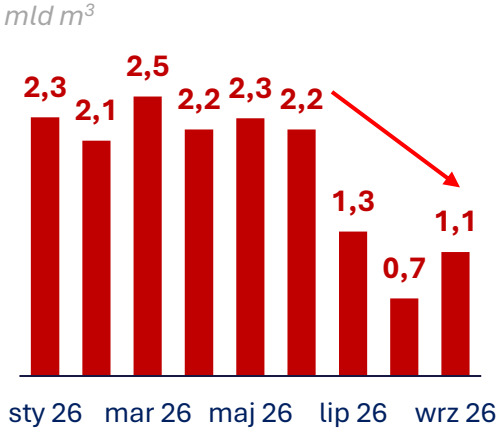
Uwagę rynku w coraz większym stopniu zwraca kwestia odejścia UE-27 od importu LNG z Rosji (od sty'27). W czasie ośmiu miesięcy bieżącego roku, UE zakupiła 15,4 mld m^3 gazu z Rosji w postaci LNG, co dało (Rosji) prawie 17% udziału w unijnym imporcie LNG i 2. miejsce po USA[28]. Co prawda w sierpniu import skroplonego gazu z Rosji spadł do bardzo niskiego poziomu, to dane CREA wskazują, że we wrześniu nastąpił jego wzrost o 60% m/m. Większość rosyjskiego LNG trafiło we wrześniu do francuskich portów (o wartości 446 mln EUR)[29]. Prezydent Francji ogłosił porozumienie ze spółką QatarEnergy na dodatkowe dostawy LNG o wolumenie ok. 2 TWh (0,18 mld m^3) miesięcznie w okresie zimy. Jednak według analityków *Center of Global Energy Policy*, dodatkowe 12 gazowców (łącznie) nie zmieni znacząco sytuacji, mając na uwadze import 50 gazowców z kompleksu Yamal LNG w czasie ubiegłej zimy[30].

27) Informacje Reuters z 28.10.2026.
28) Dane Bruegel oraz IEEFA, odczyt 26.10.2026.
29) Dane CREA za wrzesień 2026.
30) A.S. Corbeau, 22.10.2026.
31) Dane Bloomberg, odczyt 28.10.2026.

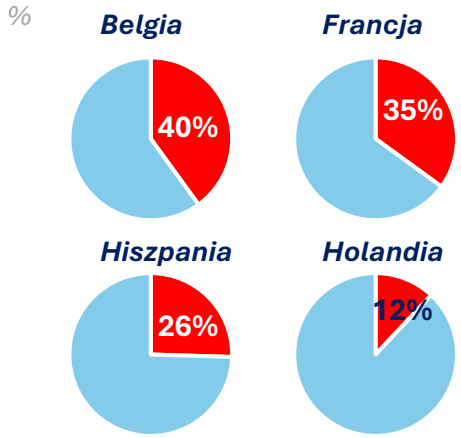
Import LNG do Europy Północno-Zachodniej[31], 2025-2026



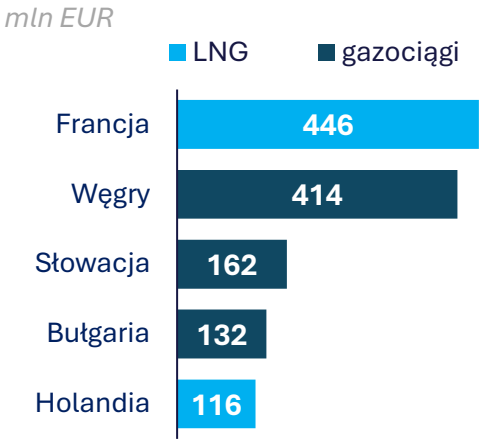
Import LNG z Rosji do państw UE-27[28], 2026



Państwa UE o największym udziale LNG z Rosji w imporcie[28], 1Q26



Koszty zakupu gazu z Rosji w UE-27[29], wrze'26

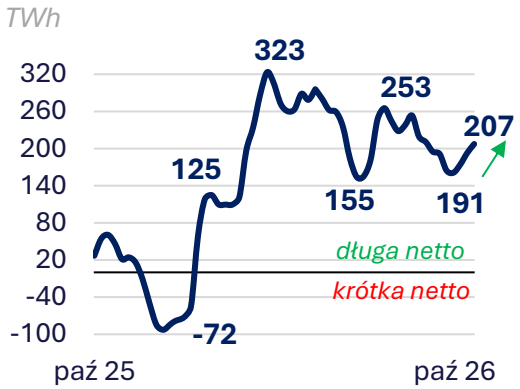


Gaz ziemny (TTF)

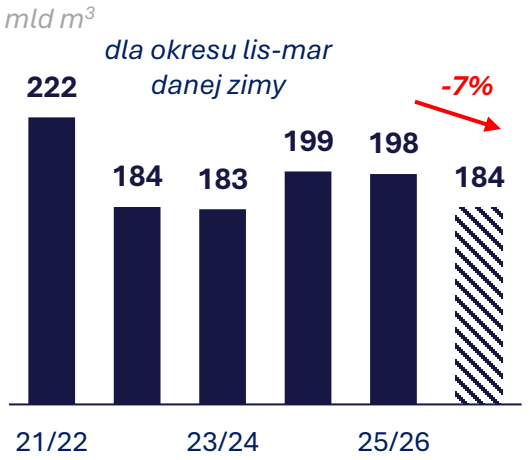
Perspektywa „zimy bez LNG z Kataru” oraz jej zakończenia z rekordowo niskimi zapasami gazu w Europie, utrzymywała ceny powyżej 95 EUR/MWh w ostatnich dniach. Wzrostowi cen towarzyszyło zwiększenie zaangażowania inwestorów spekulacyjnych. W tygodniu liczonym do 23.10, fundusze inwestycyjne zwiększyły wolumen zaangażowania w długiej pozycji netto w kontraktach (TTF ICE) do 207 TWh[32]. Po wybuchu wojny w marcu, zaangażowanie w długiej pozycji netto inwestorów spekulacyjnych wynosiło 323 TWh. Warto dodać, że czynnikiem wspierającym ceny gazu w październiku, był rosnący import LNG do Europy, celem zatłoczenia magazynów „na ostatnią chwilę”. Dane Kpler wskazują, że w czasie pierwszych 23 dni października import LNG do Europy i Turcji był o 6% wyższy m/m[33]. Warto mieć na uwadze, że czołowi producenci LNG poza Katarem zwiększyli eksport znacząco powyżej zeszłorocznego wolumenu, co pozwala częściowo pokrywać ubytek podaży z Bliskiego Wschodu[34]. Hipotetyczne utrzymanie obecnego poziomu cen gazu w dłuższym okresie może skutkować destrukcją popytu. Instytut IEEFA wskazuje na możliwy spadek popytu na gaz w UE o 7% r/r w okresie lis’26-mar’27, przy wyższych kosztach importu LNG, konieczności zastąpienia dostaw z Rosji, a przede wszystkim niższym buforze magazynowym do wykorzystania.

32) Dane Raportu CoT w LSEG, 28.10.2026.
33) Dane Kpler w Montel Research, 26.10.2026.
34) Dane Bloomberg, 26.10.2026.
35) Dane IEEFA z 09.10.2026.

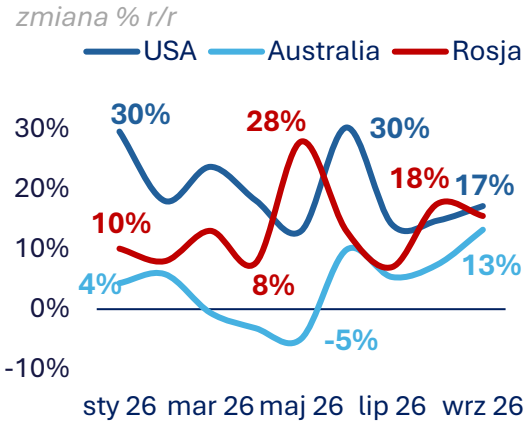
Wolumen pozycji netto funduszy inwestycyjnych w kontraktach na gaz TTF giełdy ICE[32], 2025-2026



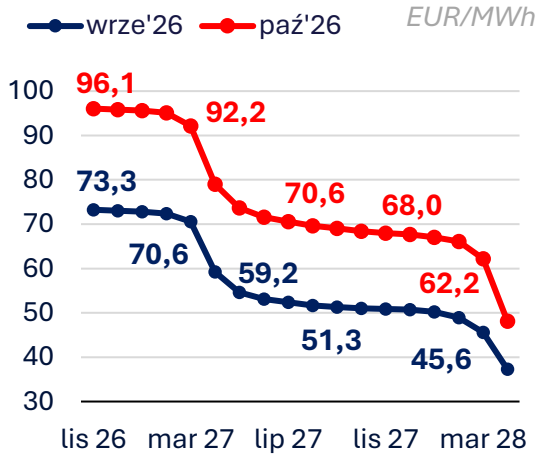
Konsumpcja gazu ziemnego w UE-27 zimą[35], 2021-2027



Dynamika eksportu LNG z USA, Australii i Rosji[34], 2026



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)[36]



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii zakończyły wrzesień w okolicy 266 PLN/MWh. **Październik przyniósł sukcesywny wzrost cen gazu w kontrakcie rocznym do poziomu 358 PLN/MWh w tym tygodniu (28.10).** Dynamiczny wzrost notowań na polskiej giełdzie odzwierciedlał obawy uczestników europejskiego rynku, wzmocnione pod koniec miesiąca ryzykiem ponownej eskalacji na Bliskim Wschodzie. Według danych think-tanku *Forum Energii*, wysokie ceny gazu już we wrześniu ograniczyły produkcję energii z bloków gazowych w Polsce (-15,8% r/r). Udział gazu ziemnego w krajowym miksie we wrześniu wynosił 11,5%[38]. Według wstępnych danych Eurelectric udział gazu w produkcji energii elektrycznej w okresie 1-26 października wynosił ok. 10,3% wobec 15,4% średnio w paź'25[39]. W tym miesiącu uwagę rynku zwróciła informacja o tym, że po raz pierwszy od kwietnia, gazowiec z katarskim LNG wypłynął w kierunku Europy i zmierza do Świnoujścia. Co więcej, trasa jednostki Al Kharsaah przebiegała przez Morze Czerwone, gdzie istniało ryzyko ataków Huti. Jednak w tym tygodniu gazowiec dotarł już w okolice Sycylii na Morzu Śródziemnym, a dane Bloomberg wskazują na oczekiwane przypłynięcie do Polski około 14 listopada[40].

36) Krzywa terminowa dla wrze'26 z 28.09. a dla paź'26 z 27.10
38) Forum Energii Miesięcznik Wrzesień 2026.
40) Informacje Bloomberg oraz Kpler, 26.10.2026.

37) Dane TGE- DKR z godziny 14:00.
39) Dane Eurelectric z 27.10.2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na gaz[37] (TGE)



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 (Base) na Towarowej Giełdzie Energii wzrosły z poziomu 542 PLN/MWh na początku miesiąca do 580 PLN/MWh w połowie października. Przyczynił się do tego wzrost cen gazu i węgla energetycznego w pierwszej dekadzie miesiąca. **Druga połowa października przyniosła chwilowy spadek CAL27 do poziomu 567 PLN/MWh, jednak ostatnie upływały pod znakiem ponownego umocnienia notowań do 582 PLN/MWh[41].** Wstępne dane Eurelectric za okres 1-26 października wskazują na większy niż przed rokiem udział węgla w polskiej strukturze wytworzenia energii elektrycznej (57% vs średnio 51% w paź'25)[42]. Przemawiały za tym nie tylko wyższe ceny gazu, ale również mniejsza (r/r) produkcja energii z farm wiatrowych. Czynnikiem przemawiającym za wyższymi cenami energii elektrycznej były rosnące ceny węgla oraz uprawnień do emisji. Wysokie ceny energii w całej Europie są wynikiem nie tylko dynamicznego wzrostu kosztów zużycia gazu, ale również ograniczenia produkcji z hydroelektrowni i elektrowni atomowych w następstwie suszy. Dane Ember wskazują na spadek generacji w unijnych hydroelektrowniach łącznie o 22 TWh r/r w okresie sty'26-wrze'26, zaś w elektrowniach jądrowych łącznie o 11,3 TWh r/r[43].

41) Dane TGE- DKR z godziny 14:00.
42) Dane Eurelectric, odczyt 27.10.2026.
43) Dane Ember Electricity Data Explorer, 26.10.2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na energię elektryczną[41] (TGE)



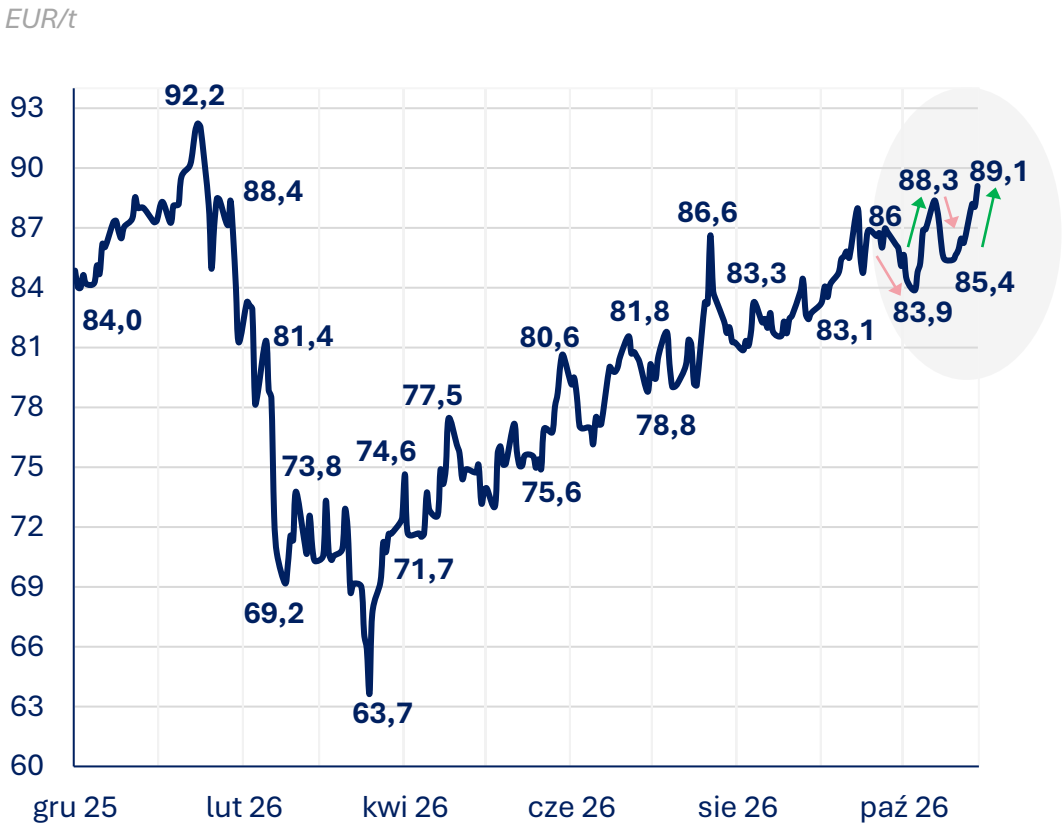
Uprawnienia do emisji CO_2 (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie grudniowym (DEC26) w pierwszych dniach października spadły z 86 EUR/MWh do niecałych 84 EUR/MWh, jednak później nastąpił sukcesywny wzrost cen EUA do poziomu 88,3 EUR/MWh (12.10). Przemawiały za tym głównie obawy związane z ponową eskalacją na Bliskim Wschodzie (ataki Huti i wzmożone ataki Iranu na jednostki w Cieśninie). Ponadto rekordowo niskie zapasy gazu w Europie w rozpoczętym sezonie grzewczym, zwiększały oczekiwania wobec wykorzystania węgla w energetyce[45]. Wsparciem były również informacje o możliwym połączeniu systemów EU ETS z UK ETS i planowanym w listopadzie szczytem UE-Wielka Brytania. Połowa miesiąca przyniosła z kolei korektę w okolice 85 EUR/MWh wraz z wyższą temperaturą w Europie oraz chwilowym wyhamowaniem wzrostu cen ropy i gazu (13-15.10). Na przestrzeni miesiąca hamulcem do wzrostu cen była niepewność regulacyjna wobec kształtu poszczególnych elementów reformy EU ETS[45]. Ponadto potencjalne opóźnienie ETS2 oraz przepisów dotyczących emisji z metanu, wzmacniały przekonanie o większej elastyczności systemu. **Druga połowa października przyniosła ponowny wzrost cen EUA powyżej 89 EUR/MWh.**

44) Dane Bloomberg.

45) Informacje LSEG Weekly Report z 12 i 19.10.2026.

Notowania uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie DEC26[44] (giełda ICE)

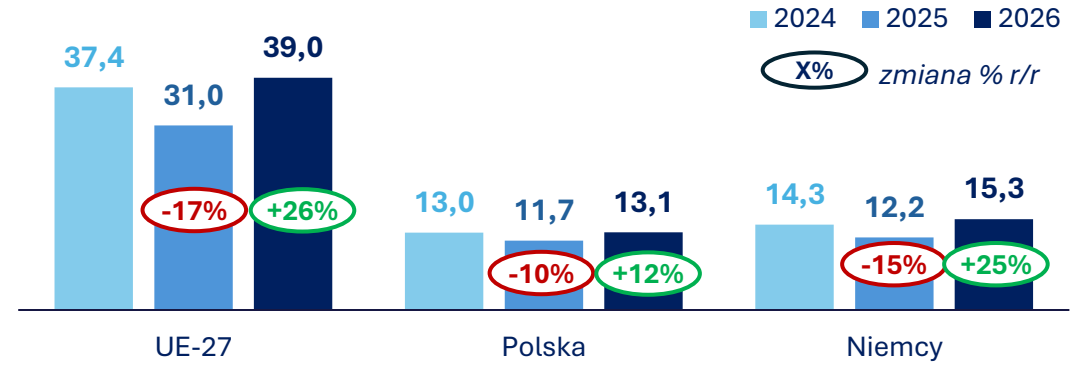


Uprawnienia do emisji CO_2 (EUA)

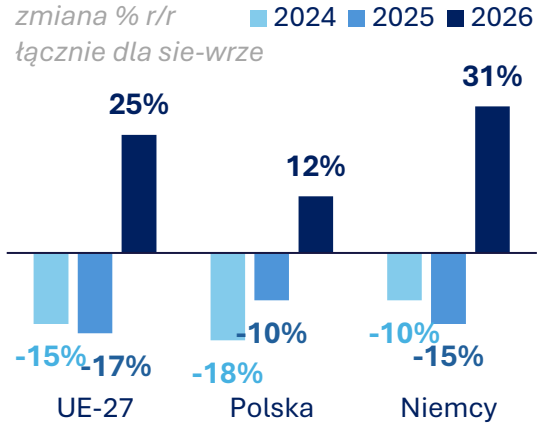
Za obserwowanym umocnieniem przemawiały obawy o powtórne ataki USA w Iranie, które windowały ceny surowców oraz energii elektrycznej. Ponadto wsparcie zapewniły prognozy ochłodzenia oraz spadku generacji z farm wiatrowych na przełomie miesięcy. Warto mieć na uwadze, że dalsze umocnienie kontraktów na gaz (TTF) może skutkować wyprzedażą jednostek EUA przez niektórych uczestników rynku, celem uzyskania płynności (pod transakcje na rynku gazu). W obecnym miesiącu Parlament Europejski przyjął stanowisko o wskaźnikach referencyjnych, polegające na przyznaniu sektorowi przemysłu ok. 100 mln darmowych uprawnień w latach 2026-2030. Mechanizm przydziału będzie przedmiotem negocjacji trójstronnych[46]. Pomimo tego, że potencjał do zwiększenia spalania węgla w unijnej energetyce jest silnie ograniczony w porównaniu np. z Azją, to jednak dane Ember wskazują na wzrost wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej łącznie o 26% r/r w miesiącach sie'26-wrze'26[47]. Efektem jest 25% wzrost unijnych emisji CO_2 w tym okresie. Agencja LSEG podwyższyła w tym tygodniu prognozę zużycia węgla kamiennego w niemieckiej energetyce do 11,7 mln ton wobec 9,7 mln ton prognozowanych na początku września[46].

46) Informacje LSEG Weekly Report 26.10.2026.
47) Ember Electricity Data Explorer, 26.10.2026.
48) Dane CoT giełdy ICE w LSEG, 28.10.2026.

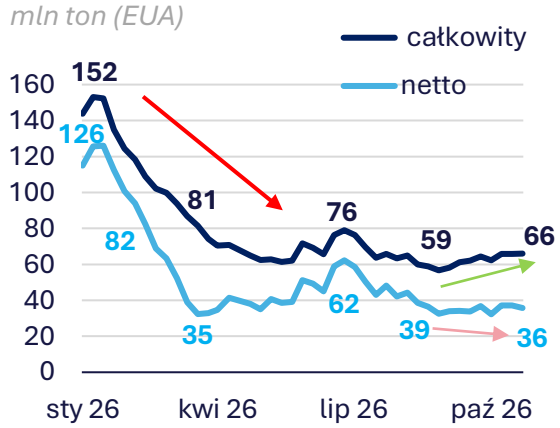
Produkcja energii elektrycznej z węgla w UE, Polsce, Niemczech w miesiącach sierpień-wrzesień (łącznie)[47], 2024-2026



Zmiana emisji CO_2 ze spalania węgla do produkcji energii elektrycznej[47]



Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych (EUA ICE)[48], 2026



Węgiel energetyczny (API2)

Notowania kontraktu (NOV26) na węgiel energetyczny (API2) umocniły się z poziomu 143 USD/t na początku października do prawie 154 USD/t w drugiej połowie miesiąca. Wsparciem były rosnące do najwyższego poziomu od czterech lat ceny LNG w dostawach bieżących (spot) do Azji. Ponadto za wzrostem cen przemawiały ograniczenia w eksporcie węgla z Kazachstanu (przez Rosję koleją do portów Morza Czarnego) oraz z Indonezji (susza ograniczyła transport rzeczny do portów). Serwis Reuters wskazuje, że wyższy popyt na węgiel w Azji wynika nie tylko z rekordowych cen substytucyjnego LNG, ale „wejścia konsumentów" węgla na całej Półkuli Północnej w okres gromadzenia zapasów przed zimą. Ponadto analitycy Reuters zwracają uwagę, że skala przełączenia w samej Europie „z gazu na węgiel" jest ograniczona zasobem aktywnych mocy elektrowni węglowych, a także kosztownym transportem w Niemczech. W połowie miesiąca, co prawda krótkoterminowy koszt krańcowy produkcji energii z węgla kamiennego w Niemczech wynosił 139 EUR/MWh wobec poziomu 195 EUR/MWh dla gazu, to jednak wysokie koszty alternatywnego transportu drogowego, kolejowego lub (w ograniczonym stopniu) rzecznego, mogą przekładać się na niższe od wynikających z modeli marże elektrowni węglowych[50].

49) Dane Bloomberg.

50) Informacje Reuters Coal Weekly z 8 i 15.10.2026

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2[49] (giełda ICE)

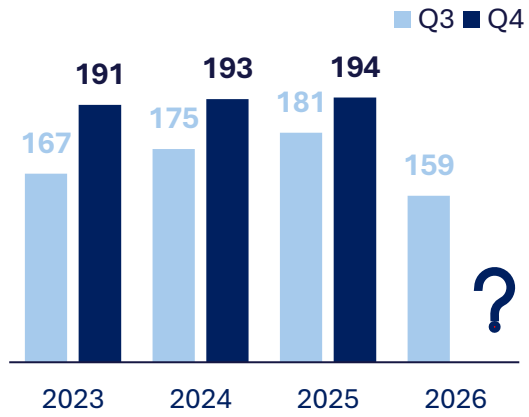


Węgiel energetyczny (API2)

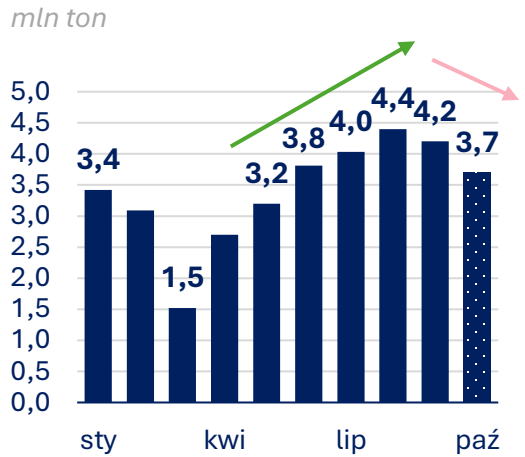
Wyższe ceny w Europie były również efektem obaw o zaopatrzenie zimą wraz z możliwą utratą części wolumenu z Kazachstanu i koniecznością zakupu droższego węgla z Kolumbii czy USA. Wstępne dane Kpler wskazują, że łączny import węgla energetycznego do UE-27 może wzrosnąć trzykrotnie względem września do poziomu 3,6 mln ton, po tym jak zapasy w portach ARA spadły do 3,7 mln ton (I poł. miesiąca)[51]. W tym roku El Niño może przynieść nie tylko cieplejszy początek zimy w Europie, ale również mniejsze zakłócenia w eksporcie z Australii do państw Azji. W samym sierpniu, australijski eksport wzrósł o 11% r/r, za sprawą większych zakupów Japonii, Chin i Korei Płd. Można to przypisać trwającym wówczas upałom w okresie letnim. Jednak w całym 3Q26 łączny import węgla tych trzech państw był o 7% niższy r/r. Czwarty kwartał był dotychczas okresem największego wolumenu importu tych państw, zatem potencjał do wzrostu popytu pozostaje relatywnie wysoki. Według wyliczeń LSEG z początku miesiąca (09.10), koszt eksportowanego węgla energetycznego do Azji wynosił 5,4 USD/MMBtu z Australii, a z Indonezji 1 USD/MMBtu wobec spotowych dostaw LNG wycenianych na 25 USD/MMBtu[52]. Jednak czynnikiem hamującym wzrost cen węgla, może być niższy chiński import wraz ze wzrostem krajowego wydobycia[53].

51) Dane Montel Research 12.10.2026. *52) Informacje i dane Kpler w Reuters, 09.10.2026.*
53) Dane China Customs.

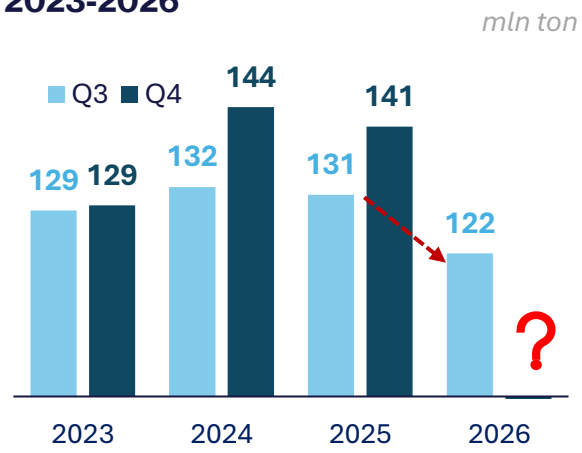
Łączny eksport węgla energetycznego z Indonezji i Australii w Q3 i Q4[52], 2026



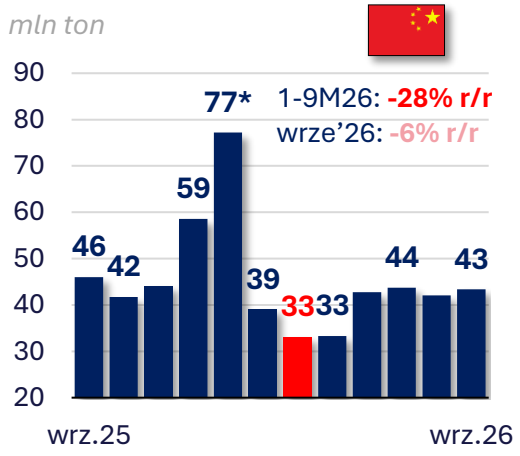
Zapasy węgla w terminalach ARA w Europie[51], 2026



Łączny import węgla energetycznego Chin, Japonii i Korei Płd. w Q3 i Q4[52], 2023-2026



Chiński import węgla (ogółem)[53], wrze'25-wrze'26



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 28.10.2026

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	**115,32**	**+10%**	**+79%**
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	**100,72**	**+37%**	**+220%**
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	**358,45**	**+32%**	**+135%**
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	**582,20**	**+8%**	**+35%**
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC26)	**89,10**	**+3%**	**+14%**
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	**147,35**	**+7%**	**+52%**

Autor raportu: *Magdalena Płaczek*
Adres e-mail: *magdalena.placzek@unimot-eig.pl*
Materiał przygotowany według danych na dzień: *28.10.2026*

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.

