Global Energy *Monthly*

TEMAT NUMERU

Ropa stabilna. Rynek produktów napięty. Gaz wchodzi w zimę.

Najważniejszą informacją nie był sam poziom Brent, lecz rozbieżność między surowcem, produktami, gazem i logistyką. Właśnie w tych różnicach powstawały szanse handlowe – oraz największe ryzyka realizacji dostaw.

11/2026

LISTOPAD 2026 · DANE DO 31 PAŹDZIERNIKA 2026

123,93	99,259	+41,4	94,0
USD/B	MLN BBL	%	DNI
BRENT · ŚREDNIA MIESIĘCZNA	DESTYLATY USA · ZAPASY 30 X	PROPAN · 1–30 X	LPG USA · POKRYCIE 30 X

METRYKA WYDANIA

Global Energy Monthly *11/2026*

Ropa stabilna. Rynek produktów napięty. Gaz wchodzi w zimę.

WYDAWCA

Danske Gas S.A.
ul. Zygmunta Słomińskiego 7/215
00-195 Warszawa
Polska

REDAKCJA

Danske Gas Intelligence
Dział Analiz Danske Gas
research@danskegas.com

WYDANIE

Numer 11/2026 · listopad 2026
Okres 1–31.10.2026
Zamknięcie 31.10.2026

KONTAKT

research@danskegas.com
+48 22 490 8000
danskegas.com

Danske Gas Global Energy Monthly – numer 11/2026, listopad 2026 r., data zamknięcia 31 października 2026 r. Opracowanie ma charakter informacyjny i nie stanowi porady inwestycyjnej, podatkowej ani prawnej. Nie jest ofertą w rozumieniu przepisów prawa ani rekomendacją w rozumieniu rozporządzenia MAR. Przywołane wartości cenowe są punktami obserwacyjnymi z publicznie dostępnych materiałów i nie służą do rozliczeń kontraktowych. Cytowanie: *Danske Gas Global Energy Monthly*, nr 11/2026, listopad, Warszawa 2026.

Spis treści

OD REDAKCJI 4
W październiku rynki energii rozeszły się

MIESIĄC W SKRÓCIE 5
Dwanaście liczb października

ŚCIEŻKA CEN I CHRONOLOGIA 6
Ten sam miesiąc, różne kierunki

RETROSPEKTYWA · TYGODNIE 1–2 8
Pierwszy impuls pochodził z polityki zapasów i ryzyka podaży

RETROSPEKTYWA · TYGODNIE 3–4 9
Destylaty i LNG przejęły prowadzenie

RETROSPEKTYWA · TYDZIEŃ 5 10
Koniec miesiąca przyniósł zbliżenie cen LNG i ulgę na rynku destylatów

ROPA, BILANS I OPEC+ 12
Średnia cena ropy była wysoka, ale tygodniowy trend wygasł

OLEJ NAPĘDOWY I DESTYLATY 13
Ropa tanieje, destylaty pozostają drogie

LPG I PROPAN 14
Propan nie podążył za ropą

LNG I GAZ 16
Amerykański gaz tani, dostarczony LNG drogi

MAGAZYNY GAZU 17
Europa napełniała magazyny, USA miały tańszy gaz

JET FUEL I LOTNICTWO 19
Koszty paliwa rosną szybciej niż ruch lotniczy

BIOPALIWA I SAF 20
Mandat tworzy popyt, ale wartość kredytu środowiskowego pozostaje zmienna

REGIONY: PODAŻ WEDŁUG PRODUKTÓW 22
Podaż trzeba czytać produkt po produkcie

REGIONY: POPYT WEDŁUG PRODUKTÓW 23
Popyt miał inną geografię niż podaż

ARBITRAŻ: ROPA I BENZYNA 24
Ropa: Atlantyk wygrał z Pacyfikiem

ARBITRAŻ: DIESEL I JET FUEL 26
Destylaty miały odbiorców, lecz o realizacji dostaw decydował fracht

ARBITRAŻ: VLSFO I LNG 28
VLSFO płynął do Singapuru, w LNG liczyła się swoboda wyboru

ARBITRAŻ: LPG I BIOPALIWA 30
USGC → ARA wraca do głównej mapy LPG

WNIOSKI HANDLOWE 32
Październik premiował spread, nie sam kierunek ceny

ŹRÓDŁA I METODOLOGIA 33
Rejestr źródeł i metodologia

OD REDAKCJI

W październiku rynki energii rozeszły się

Ropa zamknęła miesiąc względnie stabilnie, ale LPG, LNG i destylaty zachowały własne premie

Brent zakończył październik na poziomie 120,15 USD/b, o 4,6% wyżej niż 1 października, lecz notowania zmieniały się gwałtownie: już 2 października cena wzrosła do 135,51 USD/b. Średnia miesięczna wyniosła 123,93 USD/b. WTI pozostawał znacznie tańszy, a średni spread notowań Brent–WTI osiągnął 21,86 USD/b.

Rynek produktów był bardziej napięty niż rynek ropy. Amerykańskie zapasy destylatów spadły do 99,259 mln baryłek, po raz pierwszy od 2003 r. poniżej 100 mln. ULSD osiągnął najwyższą średnią tygodniową w dniach 19–23 października, gdy Brent był już poniżej średniej z pierwszej połowy miesiąca.

Rynek gazu dał dwa przeciwne sygnały. Między 1 a 30 października cena spot Henry Hub spadła o 19,3%, do 2,42 USD/MMBtu. Tymczasem ocena ceny europejskiego LNG według ACER wzrosła o 39,4%, do 97,170 EUR/MWh, a na koniec miesiąca JKM i TTF zrównały się na poziomie około 34 USD/MMBtu.

LPG zachował własną dynamikę. Cena propanu Mont Belvieu wzrosła o 41,4%, a między 2 a 30 października zapasy propanu i propylenu zmalały o 3,738 mln baryłek. Tak silna rozbieżność z ropą uzasadnia osobny monitoring frachtu VLGC, eksportu i popytu petrochemicznego.

W październiku o wartości ładunku decydowała nie tylko cena towaru, lecz także trasa i koszt czasu.

> *Handlowiec powinien najpierw wskazać wąskie gardło, a dopiero potem dobrać benchmark.*
>
> WNIOSEK REDAKCYJNY

JAK CZYTAĆ NUMER

W opisie każdego tygodnia dane oddzielono od komentarza retrospektywnego. Ocena arbitrażu pokazuje, gdzie istniał sygnał różnicy cen lub potwierdzony przepływ, ale nie zastępuje bieżącego obliczenia netbacku ani sprawdzenia jakości, sankcji i dostępności statku.

Okres sprawozdawczy: 1–31 października 2026 r. · **Retrospektywa:** pięć tygodni kalendarzowych; pierwszy tydzień jest skrócony. · **Arbitraż:** ocena wstępna, z uwzględnieniem kosztów i ograniczeń realizacji dostaw.

MIESIĄC W SKRÓCIE

Dwanaście liczb października

123,93 USD/b **Brent** średnia miesięczna	21,86 USD/b **Brent–WTI** średni spread notowań	99,259 mln bbl **Destylaty USA** zapasy 30 X
5,201 USD/gal **ULSD NYH** średnia 19–23 X	+41,4 % **Propan** 1–30 X	94,0 dni **LPG USA** pokrycie 30 X
97,170 EUR/MWh **LNG UE** ACER 30 X	~34 USD/MMBtu **JKM i TTF** koniec miesiąca	74,6 % **Magazyny UE** stan 31 X
3 724 Bcf **Magazyny USA** stan 23 X	0,27 mln b/d **HVO** renewable diesel, prognoza IV kw.	770 mln RIN **EPA** dodatkowa realokacja SRE

WSPÓLNY MIANOWNIK

Październik premiował swobodę wyboru regionu. Tani gaz w USA nie obniżał automatycznie ceny LNG w Europie, a dostępność ropy nie gwarantowała dostępności diesla, LPG ani paliwa lotniczego.

Źródła: EIA, IEA, ACER, GIE, JOGMEC, EPA. Obliczenia Danske Gas.

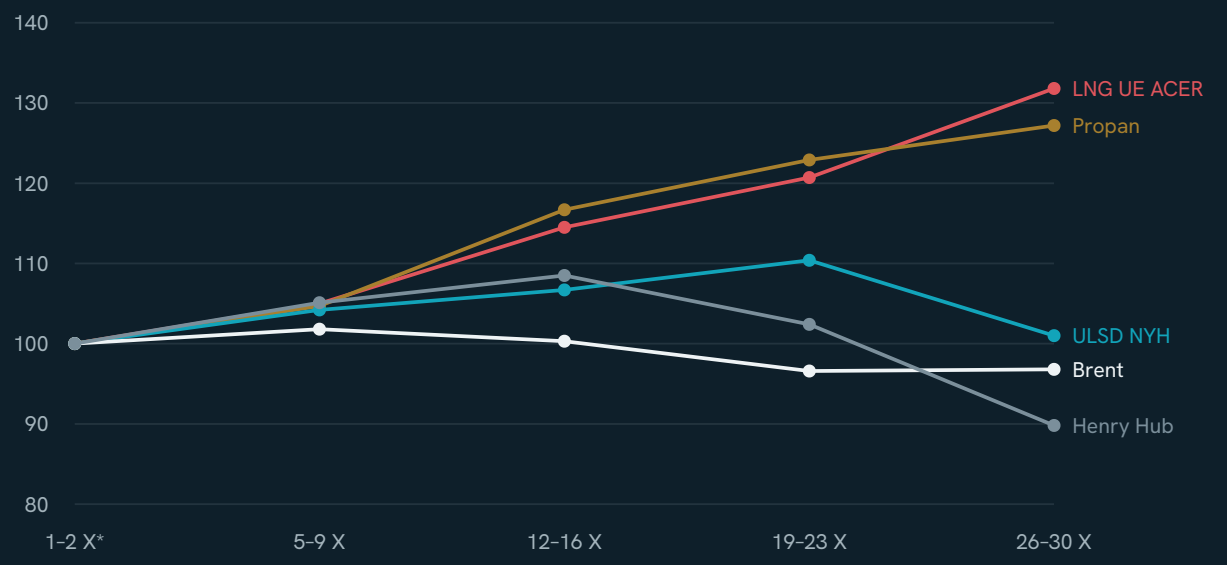
ŚCIEŻKA CEN I CHRONOLOGIA

Ten sam miesiąc, różne kierunki

Propan i europejski LNG drożały, Henry Hub taniał, a ropa zakończyła miesiąc bez nowego trendu

Październik rozdzielił pięć rynków

INDEKS ŚREDNICH TYGODNIOWYCH; 1–2 PAŹDZIERNIKA = 100



Rys. 1. Indeks pokazuje dynamikę średnich tygodniowych. Krótki tydzień 1-2 października jest bazą porównania i jest oznaczony gwiazdką. Źródła: EIA i ACER. Średnie arytmetyczne dziennych ocen; obliczenia Danske Gas.

Co zmieniało rynek w październiku

CHRONOLOGIA FAKTÓW O NAJWIĘKSZYM ZNACZENIU DLA PODAŻY, POPYTU I LOGISTYKI

OKRES	WYDARZENIE	OBSERWACJA
1–4 X	Zapasy i OPEC+	G7: 100 mln bbl; OPEC+ bez dodatkowej kwoty na listopad
5–11 X	Isaias i diesel	wyłączenia wydobycia w Zatoce Meksykańskiej; DOE: wymiana do 4 mln bbl; apel IEA
12–16 X	Bilans i RFS	IEA: rynek diesla pozostaje napięty; EPA proponuje korektę realokacji SRE
19–23 X	Zima w LNG	JKM przekracza 30 USD/MMBtu; Europa kończy tydzień z magazynami zapełnionymi w 74,6%
26–30 X	Zbliżenie cen	JKM i TTF około 34 USD/MMBtu; destylaty USA poniżej 100 mln bbl

Rys. 2. Wydarzenia polityczne, operacyjne i regulacyjne oddziaływały na różne ogniwa łańcucha wartości. Źródła: G7, OPEC, IEA, EIA, DOE, EPA, ACER, GIE, JOGMEC. Wybór Danske Gas.

Największa rozbieżność wystąpiła między europejskim LNG i propanem z jednej strony a amerykańskim gazem z drugiej. W ujęciu od początku do końca miesiąca Brent i ULSD były bardziej stabilne, ale kolejne tygodnie wyraźnie się od siebie różniły.

Źródła: EIA; ACER; G7; OPEC; IEA; DOE; EPA; GIE; JOGMEC.

RETROSPEKTYWA · TYGODNIE 1–2

Pierwszy impuls pochodził z polityki zapasów i ryzyka podaży

Tydzień 1 jest skrócony; tydzień 2 obejmuje pełne pięć dni

Pięć tygodni – siedem odmiennych ścieżek

ŚREDNIE TYGODNIOWE, PAŹDZIERNIK; JEDNOSTKI PODANO PRZY NAZWIE RYNKU

RYNEK	1–2*	5–9	12–16	19–23	26–30
Brent · USD/b	125,2	127,4	125,6	121,0	121,2
WTI · USD/b	98,8	96,9	99,9	107,2	105,6
ULSD · USD/gal	4,712	4,911	5,027	5,201	4,757
Jet · USD/gal	4,331	4,405	4,500	4,623	4,464
Propan · USD/gal	0,914	0,957	1,067	1,123	1,163
Henry Hub · USD/MMBtu	2,95	3,10	3,20	3,02	2,65
LNG UE · EUR/MWh	70,2	73,7	80,4	84,7	92,5

Rys. 3. Średnie poziomy pozwalają oddzielić zmianę ceny od różnicy jednostek notowań. * Krótki tydzień. Źródła: EIA, ACER. Pierwsza kolumna obejmuje tylko 1-2 października.

Tydzień 1 · 1–2 października

Brent 125,17 USD/b; propan 0,914 USD/gal; LNG UE 70,23 EUR/MWh

G7 zapowiedziała skoordynowane uwolnienie 100 mln baryłek w ciągu czterech miesięcy, z istotnym udziałem diesla na początku programu. 2 października Brent osiągnął 135,51 USD/b. 4 października OPEC+ nie zwiększył wymaganego poziomu produkcji na listopad.

KOMENTARZ RETROSPEKTYWNY DANSKE GAS

Krótki tydzień nie pozwala na równorzędne porównanie. Z perspektywy handlowca najważniejsze było rozdzielenie efektu zapowiedzi uwolnienia zapasów od braku nowego zobowiązania OPEC+. Interwencja z czasem zmniejszała ryzyko braku dostępności, ale nie poprawiała od razu przerobu ani frachtu.

Tydzień 2 · 5–9 października

Brent +1,8%; ULSD +4,2%; propan +4,7%; LNG UE +5,0% wobec krótkiego tygodnia

6 października EIA opublikowała prognozę STEO, a 7 października IEA wezwała do szybszej realizacji wcześniejszych uwolnień. Huragan Isaias ograniczył wydobycie w Zatoce Meksykańskiej; według BSEE 8 października wyłączone było 62,89% morskiego wydobycia ropy.

> **KOMENTARZ RETROSPEKTYWNY DANSKE GAS**
>
> Produkty i gaz reagowały silniej niż sam Brent, ponieważ rynek wyceniał konkretną dostępność. Z perspektywy czasu lepszym wskaźnikiem napięcia był koszt dostarczonego produktu niż sam kierunek cen ropy.

Źródła: G7 2.10; OPEC 4.10; EIA 6 i 9.10; IEA 7.10; BSEE 8.10.

RETROSPEKTYWA · TYGODNIE 3–4

Destylaty i LNG przejęły prowadzenie

Ropa taniała, ale fizyczne rynki produktów i gazu pozostawały napięte

---

W październiku marża zależała od dostępności konkretnych frakcji i logistyki, nie tylko od ceny wsadu.

Tydzień 3 · 12–16 października

Brent –1,4%; WTI +3,2%; ULSD +2,4%; propan +11,5%; LNG UE +9,1%

14 października IEA oceniła, że w IV kwartale gasoil pozostanie deficytowy, a odbudowa zapasów wykraczająca poza wahania sezonowe jest mało prawdopodobna przed II połową 2027 r. 16 października EPA opublikowała propozycję realokacji dodatkowych zwolnień dla małych rafinerii (SRE).

> **KOMENTARZ RETROSPEKTYWNY DANSKE GAS**
>
> W tym tygodniu rynek ropy przestał opisywać koszt całego kompleksu. Względna siła propanu, ULSD i LNG wskazywała na wąskie gardła produktowe. Same notowania ropy mogły więc dawać fałszywe poczucie ulgi.

Tydzień 4 · 19–23 października

Brent –3,6%; WTI +7,2%; ULSD +3,5%; jet +2,7%; LNG UE +5,3%

S&P Global opisał wzrost JKM do około 30 USD/MMBtu przy zimowych zakupach odbiorców z Azji Północno-Wschodniej. ULSD NYH osiągnął najwyższą w miesiącu średnią tygodniową: 5,2008 USD/gal. Zapasy destylatów USA spadły do 102,824 mln baryłek.

> **KOMENTARZ RETROSPEKTYWNY DANSKE GAS**
>
> Najwięcej informacji dawały spready: Brent tracił, WTI i produkty rosły, a gaz w Europie i Azji drożał. Dla handlowca oznaczało to, że sam kierunek cen ropy mówił mniej niż relacje regionalne i produktowe.

Źródła: IEA OMR 14.10; Federal Register 16.10; S&P Global 22.10; EIA.

RETROSPEKTYWA · TYDZIEŃ 5

Koniec miesiąca przyniósł zbliżenie cen LNG i ulgę na rynku destylatów

Jednocześnie propan utrzymał wzrost, a Henry Hub wyraźnie osłabł

Tydzień 5 · 26–30 października

Brent +0,1%; ULSD –8,5%; jet –3,4%; propan +3,6%; Henry Hub –12,4%; LNG UE +9,3%

ACER podniósł ocenę ceny LNG w UE do średnio 92,54 EUR/MWh. Według JOGMEC 30 października JKM wynosił nieco ponad 34 USD/MMBtu, a TTF 34,0 USD/MMBtu. Zapasy destylatów USA spadły do 99,259 mln baryłek, a propan zakończył miesiąc na poziomie 1,285 USD/gal.

> **KOMENTARZ RETROSPEKTYWNY DANSKE GAS**
>
> Spadek ceny ULSD nie oznaczał normalizacji bilansu, ponieważ zapasy nadal malały. Zbliżenie JKM i TTF ograniczało arbitraż LNG między kierunkami dostaw. Henry Hub pozostał tani, ale wartość eksportową amerykańskiego gazu dało się uzyskać tylko przy sprawnej instalacji skraplającej i dostępnym statku.

CO BYŁO SYGNAŁEM, A CO SZUMEM

Sygnałem były zapasy, ceny towaru dostarczonego i potwierdzone przepływy. Szumem – próba wyjaśnienia całego miesiąca jednym ruchem Brent. Największe rozbieżności utrzymywały się tam, gdzie produkt wymagał wyspecjalizowanej infrastruktury lub certyfikacji.

Sygnał i ryzyko interpretacji

OCENA	OBSERWACJA	ZNACZENIE
Sygnał	Destylaty poniżej 100 mln bbl	fizyczny bufor USA kurczył się mimo korekty ceny
Sygnał	JKM ≈ TTF	na koniec miesiąca premia LNG za kierunek dostawy była mała
Sygnał	Propan wzrósł o 41,4%	LPG zachował własny bilans i logistykę
Ryzyko interpretacji	Henry Hub bardzo tani	nie jest ceną LNG po skropleniu, frachcie i regazyfikacji

Źródła: ACER; JOGMEC 2.11; EIA (zapasy tygodniowe, ceny dzienne spot).

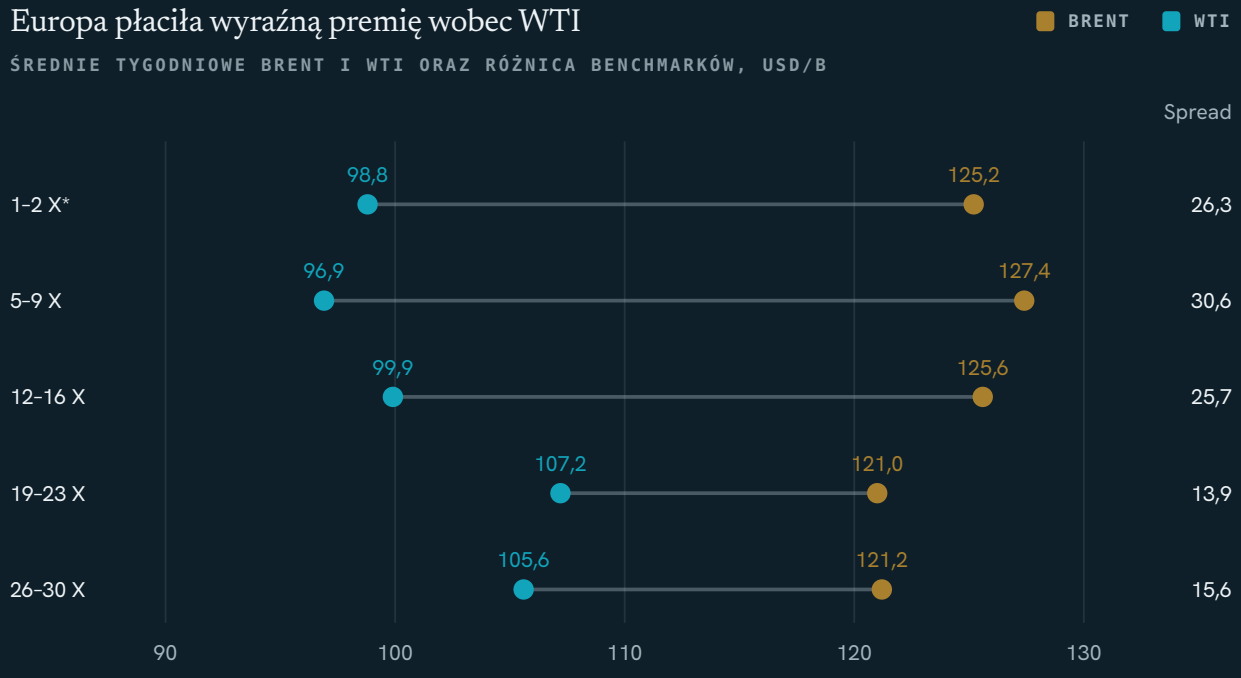
ROPA, BILANS I OPEC+

Średnia cena ropy była wysoka, ale tygodniowy trend wygasł

Globalny bilans pozostawał deficytowy, a regionalna premia na Atlantyku była wyjątkowo wysoka

Europa płaciła wyraźną premię wobec WTI

ŚREDNIE TYGODNIOWE BRENT I WTI ORAZ RÓŻNICA BENCHMARKÓW, USD/B



Rys. 4. Brent i WTI to nie ten sam towar; spread jest punktem wyjścia do obliczenia netbacku, nie wynikiem transakcji. * Krótki tydzień. Źródło: EIA. Spread to różnica notowań, nie gotowy arbitraż po uwzględnieniu jakości i frachtu.

W październikowym STEO EIA oszacowała światową produkcję w 2026 r. na 101,1 mln b/d, a konsumpcję na 102,4 mln b/d. W IV kwartale prognozowany ubytek zapasów wynosił 0,7 mln b/d. W połowie miesiąca IEA wskazała jednak, że wrześniowa podaż wzrosła o 2,5 mln b/d, do 102,3 mln b/d, głównie dzięki producentom z Zatoki Perskiej.

4 października OPEC+ utrzymał na listopad wymagany poziom produkcji dla siedmiu uczestników. 12 października grupa ponownie podkreśliła mechanizmy stabilizacyjne. Komunikaty ograniczały oczekiwania na nagły dodatkowy wolumen, lecz nie zatrzymały stopniowej poprawy przepływów fizycznych.

8 października S&P Global oceniał arbitraż WTI MEH do Rotterdamu na 19,99 USD/b. Ten sam surowiec miał ujemny netback do Singapuru i Azji Północno-Wschodniej: odpowiednio −17,01 i −19,77 USD/b. Europa była więc naturalnym kierunkiem dla krańcowej baryłki z USA, o ile zapewnione były fracht, jakość i termin dostawy.

WNIOSEK HANDLOWY

Duży spread Brent–WTI był informacją o geografii i logistyce, nie automatycznym zyskiem. Branżowy netback potwierdzał okno transatlantyckie; okno do Azji pozostawało zamknięte.

Źródła: EIA STEO 6.10; IEA OMR 14.10; OPEC 4 i 12.10; S&P Global 8.10.

OLEJ NAPĘDOWY I DESTYLATY

Ropa tanieje, destylaty pozostają drogie

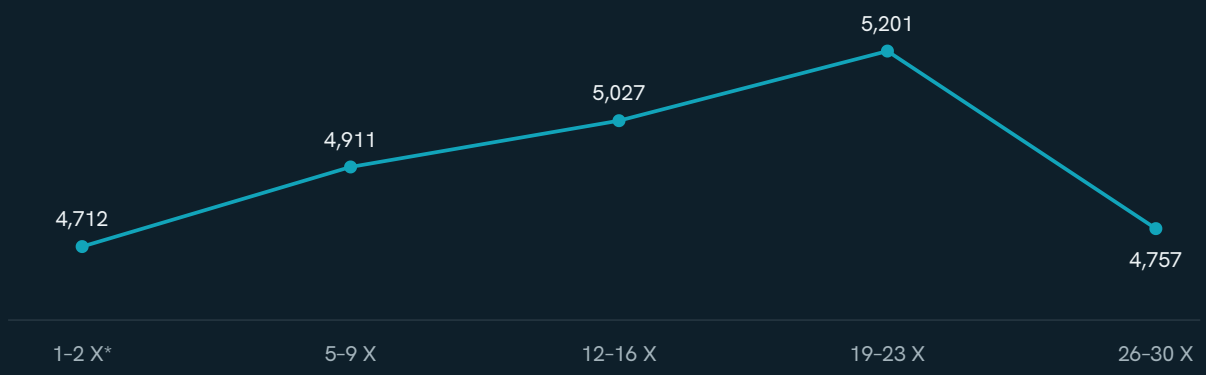
Spadek zapasów i wysoki fracht utrzymywały koszt produktu powyżej poziomu wynikającego z cen ropy

Destylaty: cena rosła, zapasy malały

ULSD NYH ORAZ AMERYKAŃSKIE ZAPASY DESTYLATÓW I ULSD

99,259 mln bbl	88,184 mln bbl	−5,879 mln bbl
Zapasy destylatów USA 30 X; pierwszy poziom poniżej 100 mln od 2003 r.	**Zapasy ULSD**	**Zmiana zapasów wszystkich destylatów** od 2 X

ULSD NYH, USD/gal



Rys. 5. Korekta ceny w ostatnim tygodniu nie zmieniła faktu, że bufor fizyczny nadal malał. * Krótki tydzień. Źródła: EIA (ceny dzienne spot, zapasy tygodniowe); IEA OMR, październik 2026.

IEA podała, że globalny eksport diesla we wrześniu był o 700 tys. b/d niższy r/r, a ubytek z Rosji i Bliskiego Wschodu wynosił łącznie 1,3 mln b/d. W IV kwartale podaż gasoilu ma pozostać poniżej popytu, mimo oczekiwanego wzrostu przerobu rafinerii do końca roku.

Dostawy produktów z Bliskiego Wschodu odbudowywały się wolniej niż przepływy ropy. IEA szacowała wrześniowe wysyłki produktów

rafineryjnych na 1,9 mln b/d wobec 4,7 mln b/d przed wojną. To ograniczało możliwość szybkiego przeniesienia poprawy podaży ropy na rynek diesla.

Wzrosło znaczenie Indii jako elastycznego dostawcy. S&P Global podał, że wrześniowy eksport średnich destylatów osiągnął prawie 740 tys. b/d, a załadunki z początku października utrzymywały się na wysokim poziomie. Europa i basen Morza Śródziemnego przyciągały większą część ładunków, ale koszt frachtu tankowców produktowych (clean tanker) pozostawał istotną barierą.

> **WNIOSEK ZAKUPOWY**
>
> Formuła oparta wyłącznie na Brent zaniża ryzyko związane z olejem napędowym. Potrzebny jest osobny monitoring cracku, zapasów w regionie odbioru, dostępności statków MR i jakości 10 ppm.

Źródła: IEA OMR 14.10; EIA (zapasy); S&P Global 7, 13 i 22.10.

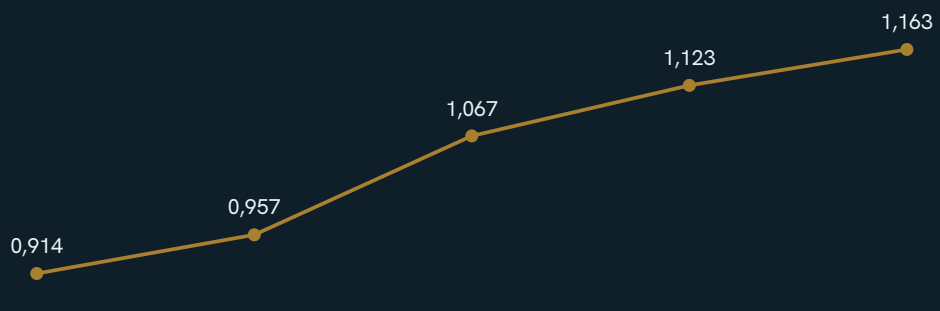
LPG I PROPAN

Propan nie podążył za ropą

Rosnący eksport i malejące zapasy utrzymały premię Mont Belvieu

LPG: cena rośnie przy kurczącym się buforze

MONT BELVIEU, ZAPASY PROPANU/PROPYLENU I DNI POKRYCIA



	1-2 X*	5-9 X	12-16 X	19-23 X	26-30 X
Zapasy, mln bbl	107,846	106,375	105,846	105,735	104,108
Dni pokrycia	117,8	111,0	103,6	112,4	94,0

Rys. 6. W październiku cena propanu rosła, podczas gdy zapasy i liczba dni pokrycia spadały. * Krótki tydzień. Źródło: EIA.

Cena spot Mont Belvieu wzrosła z 0,909 USD/gal 1 października do 1,285 USD/gal 30 października. Średnia rosła z tygodnia na tydzień. Jednocześnie zapasy propanu i propylenu zmalały z 107,846 mln baryłek 2 października do 104,108 mln baryłek 30 października.

EIA podała, że w I połowie 2026 r. eksport propanu z USA wynosił średnio 2,0 mln b/d, o 11% więcej r/r, a w kwietniu osiągnął rekordowe 2,1 mln b/d. Rozbudowa terminali ma dodać około 300 tys. b/d przepustowości, lecz zwiększa też zależność rynku od terminali, okien załadunku i floty VLGC.

IEA szacowała wrześniowe wysyłki LPG z Bliskiego Wschodu na 670 tys. b/d wobec 1,5 mln b/d przed wojną. Mniejsza dostępność LPG z Zatoki Perskiej oraz rekordowa podaż eksportowa USA wspierały światowy popyt na propan z Mont Belvieu.

> **WNIOSEK HANDLOWY**
>
> Potencjalny arbitraż USA–Azja wymaga potwierdzenia różnicy Mont Belvieu–FEI/CP po frachcie VLGC, opłatach terminalowych i stratach. Sam wzrost ceny w USA nie dowodzi otwartego okna; pokazuje jednak, że rynek eksportowy skutecznie wchłaniał nadwyżkę.

Źródła: EIA Today in Energy 1.10; EIA (ceny spot, zapasy); IEA OMR 14.10.

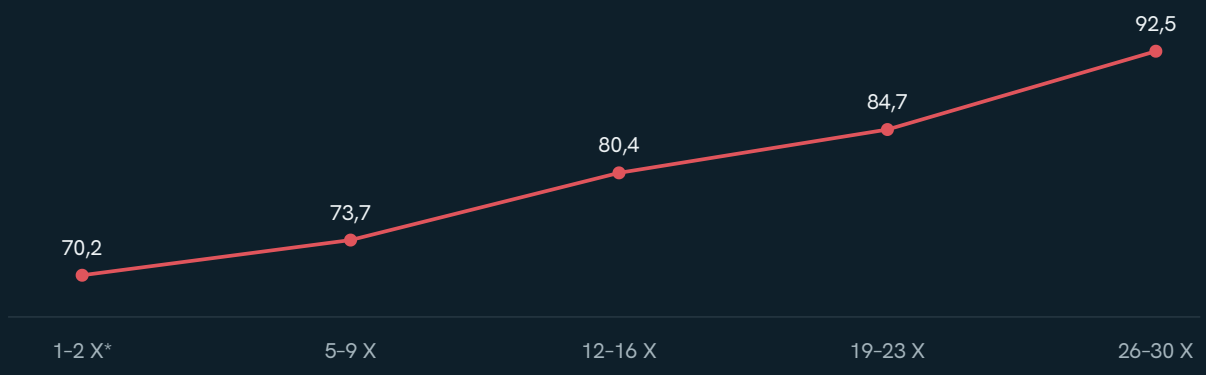
Amerykański gaz tani, dostarczony LNG drogi

Europa i Azja konkurowały o te same elastyczne ładunki z Atlantyku

LNG: ceny w Europie i Azji zrównały się przy 34 USD/MMBtu

EUROPEJSKA OCENA ACER ORAZ NOTOWANIA JKM, TTF I HENRY HUB NA KONIEC MIESIĄCA

~34 USD/MMBtu	34,0 USD/MMBtu	2,9 USD/MMBtu
JKM	**TTF**	**Henry Hub**
30 X	30 X	30 X; kontrakt terminowy



Rys. 7. Na koniec miesiąca zbliżenie JKM i TTF ograniczyło przewagę jednego kierunku dostawy nad drugim. * Krótki tydzień. Źródła: ACER; JOGMEC 2.11. Notowania z końca miesiąca dotyczą różnych kontraktów i jednostek.

Ocena ceny LNG według ACER wzrosła z 69,692 EUR/MWh 1 października do 97,170 EUR/MWh 30 października. ACER wskazał, że w połowie miesiąca ceny na hubach UE zbliżyły się do 90 EUR/MWh, a konflikt na Bliskim Wschodzie podniósł szacowany rachunek za import gazu o 18–33 mld EUR.

JOGMEC podał, że JKM wzrósł z nieco ponad 25 USD/MMBtu pod koniec września do wyraźnie ponad 31 USD/MMBtu 23 października, a następnie do nieco ponad 34 USD/MMBtu 30 października. TTF zakończył miesiąc na poziomie 34,0 USD/MMBtu. Przy takim zbliżeniu cen elastyczne ładunki nie miały oczywistej premii za kierunek dostawy.

Henry Hub pozostawał znacznie tańszy, ale nie jest ceną dostarczonego LNG. Netback eksportowy musi uwzględniać opłatę za skroplenie, zużycie paliwa, fracht, odparowanie, regazyfikację i ograniczenia kontraktu. Awaria Freeport LNG i ryzyko norweskich dostaw

przypomniały, że tani gaz do skraplania nie wystarcza bez sprawnego łańcucha dostaw.

WNIOSEK HANDLOWY

Na koniec miesiąca rynek LNG oferował raczej swobodę wyboru kierunku dostawy niż czysty arbitraż. Wartość kontraktu tkwiła w prawie zmiany portu i terminu, a nie w stałej premii JKM wobec TTF.

Źródła: ACER; GIE; JOGMEC 29.10 i 2.11; S&P Global 19, 22 i 27.10.

MAGAZYNY GAZU

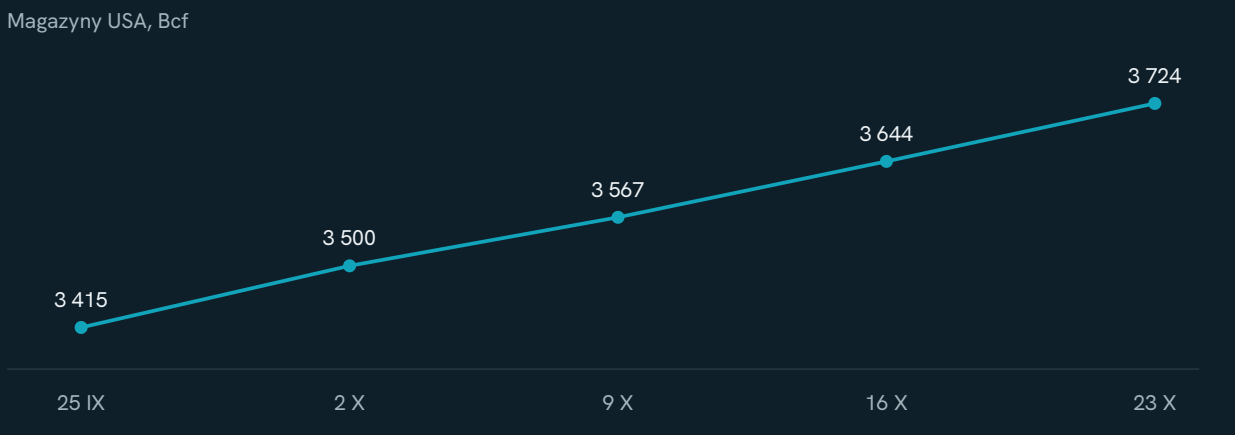
Europa napełniała magazyny, USA miały tańszy gaz

Poziom zapasów nie przesądza o cenie bieżącego ładunku

Dwa bufory gazowe, dwa różne obrazy

UE: 74,6% NA KONIEC MIESIĄCA; USA: DANE TYGODNIOWE DO 23 PAŹDZIERNIKA

74,6 %	+3,0 pkt proc.	~90 EUR/MWh
Magazyny UE	**Magazyny UE**	**Ceny w UE**
zapełnienie 31 X	wobec końca września	połowa października



Rys. 8. Dane USA kończą się 23 października, ponieważ do zamknięcia numeru nie opublikowano późniejszego raportu. Źródła: GIE AGSI+; EIA WNGSR.

Magazyny UE zakończyły październik zapełnione w około 74,6%, wobec około 71,6% na koniec września. Wzrost o około 3 pkt proc. poprawił bufor, lecz nie zatrzymał wzrostu cen. ACER podkreślał

niekorzystny spread zima–lato oraz konkurencję z Azją o LNG na rynku spot.

W USA zapasy gazu roboczego wzrosły z 3 415 Bcf 25 września do 3 724 Bcf 23 października. Ostatni raport pokazywał zapasy o 38 Bcf, czyli o 1,0%, wyższe od średniej pięcioletniej, lecz o 147 Bcf niższe niż przed rokiem.

Ten kontrast tłumaczy spadek Henry Hub przy wzroście cen europejskiego LNG. USA miały rosnące zapasy i silną produkcję, podczas gdy Europa płaciła za transport, skroplenie i rywalizację o ładunek. Magazyny regionalne są buforem, ale bez infrastruktury eksportowej nie da się ich wzajemnie zastąpić.

> **ZNACZENIE DLA KONTRAKTÓW**
>
> Stopień zapełnienia należy czytać razem z tempem odbioru, zakontraktowaną regazyfikacją, połączeniami międzysystemowymi i wrażliwością na temperaturę.

Źródła: GIE AGSI+; ACER 27.10; EIA WNGSR 29.10.

JET FUEL I LOTNICTWO

Koszty paliwa rosną szybciej niż ruch lotniczy

Jet fuel pozostał częścią napiętego kompleksu destylatów

Jet fuel drożał do czwartego tygodnia

USGC SPOT, ZAPASY I PRODUKCJA NETTO W PADD 3



	1–2 X*	5–9 X	12–16 X	19–23 X	26–30 X
Zapasy, mln bbl	13,407	14,715	13,811	14,562	14,875
Produkcja netto, mln b/d	1,046	1,038	1,077	1,016	1,074

Rys. 9. Zapasy i produkcja PADD 3 nie tłumaczą całej ceny, ale pokazują lokalny bufor i podaż. * Krótki tydzień. Źródło: EIA. PADD 3 obejmuje amerykańskie wybrzeże Zatoki Meksykańskiej (USGC).

Średnia cena jet fuel USGC rosła przez cztery pierwsze tygodnie miesiąca, osiągając 4,6226 USD/gal w tygodniu 19–23 października. W ostatnim tygodniu spadła o 3,4%, do 4,4636 USD/gal, lecz pozostała powyżej poziomu z początku miesiąca.

Zapasy jet fuel w PADD 3 wzrosły z 13,407 mln baryłek 2 października do 14,875 mln baryłek 30 października. Produkcja netto wahała się między 1,016 a 1,077 mln b/d. Poprawa lokalnego bufora przyczyniła się do końcowej korekty, ale globalny niedobór destylatów podtrzymywał ryzyko cenowe.

1 października Platts uruchomił oceny SAF dla USGC i brazylijską ocenę parytetu importowego. To zwiększa przejrzystość kontraktów, ale nie usuwa różnic w kwalifikacji surowca, emisyjności, kredytach środowiskowych i kosztach certyfikacji.

ZNACZENIE DLA ZABEZPIECZEŃ CENOWYCH

Zabezpieczenie samej ceny ropy nie pokrywa spreadu jet/diesel, lokalnej różnicy cen ani premii za kwalifikowany SAF. Koszyk zabezpieczeń powinien odzwierciedlać stosowaną formułę zakupu.

Źródła: EIA (ceny spot, zapasy, produkcja); S&P Global/Platts 1.10.

BIOPALIWA I SAF

Mandat tworzy popyt, ale wartość kredytu środowiskowego pozostaje zmienna

Październik przyniósł nową niepewność co do rozkładu obowiązku RFS

Biopaliwa: wolumen rośnie, regulacja zmienia rozkład ryzyka

PROGNOZA PODAŻY USA W 2026 R., MLN B/D, ORAZ PAŹDZIERNIKOWA PROPOZYCJA EPA



Rys. 10. Prognoza EIA wskazuje na wzrost produkcji w IV kwartale; propozycja EPA dotyczy sposobu realokacji dodatkowych zwolnień. Źródła: EIA STEO, październik 2026, tab. 4d; Federal Register 16.10.2026.

EIA prognozowała na IV kwartał 0,27 mln b/d HVO (renewable diesel), 0,11 mln b/d biodiesla i 0,05 mln b/d innych biopaliw, w tym SAF,

odnawialnego oleju opałowego i odnawialnej naphthy. Całoroczna produkcja HVO ma wynieść 0,23 mln b/d, o około 21% więcej niż w 2025 r.

16 października EPA zaproponowała dwa warianty realokacji około 770 mln dodatkowych RIN wynikających ze zwolnień dla małych rafinerii za 2025 r., większych, niż zakładano: podział między lata 2026 i 2027 albo przeniesienie całości na 2027 r. Agencja nie zmieniła wcześniej ustalonych wolumenów fizycznych: 24,02 i 24,46 mld RIN.

Dla handlu międzynarodowego kluczowe pozostaje, czy wartość wynikająca z systemów wsparcia zostaje zachowana, czy przepada. EIA wskazywała, że w II połowie 2025 r. USA eksportowały około 50 tys. b/d HVO i innych biopaliw, głównie do Kanady i Europy. Taki przepływ nie oznacza jednak, że każdy ładunek spełni wymogi RED, RFS, LCFS lub krajowego mandatu SAF.

> **WNIOSEK HANDLOWY**
>
> Arbitraż biopaliw należy liczyć po korekcie o RIN, ulgi podatkowe, LCFS, ślad węglowy, bilans masy, certyfikację i ewentualne cła. Cena fizyczna bez wartości atrybutu środowiskowego jest niepełna.

Źródła: EIA STEO tab. 4d; EIA 7.05 i 10.06; EPA 27.03; Federal Register 16.10; Platts 1.10.

REGIONY: PODAŻ WEDŁUG PRODUKTÓW

Podaż trzeba czytać produkt po produkcie

Nadwyżka ropy lub gazu nie oznaczała nadwyżki diesla, jet fuel ani LPG

Podaż regionalna według grup produktowych

OCENA JAKOŚCIOWA DOSTĘPNOŚCI EKSPORTOWEJ I LOKALNEGO BUFORA NA KONIEC PAŹDZIERNIKA

++ NADWYŻKA EKSPORTOWA | + PODAŻ WYSTARCZAJĄCA | 0 BILANS MIESZANY | – PODAŻ NAPIĘTA | -- DEFICYT/IMPORT

GRUPA	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Ropa	++	--	++	--	+	+
Benz./naph.	+	0	–	0	–	--
Diesel	+	--	--	+	--	--
Jet	+	–	–	0	–	--
VLSFO	0	+	–	0	0	–
Gaz/LNG	++	--	+	--	0	0
LPG	++	–	--	--	–	--
Bio/SAF	+	0	--	0	+	--

Rys. 11. Macierz pokazuje dostępność eksportową i lokalny bufor, a nie sam wolumen produkcji. Synteza Danske Gas: IEA OMR 14.10; EIA; ACER; JOGMEC; S&P Global. Ocena nie zastępuje bilansu portowego.

Ropa i przerób. Ameryka Północna oraz Bliski Wschód miały największą zdolność do dostarczenia dodatkowej baryłki, choć odbudowa przepływów z Zatoki Perskiej pozostawała krucha. Europa i Azja były strukturalnymi importerami ropy; o faktycznej dostępności decydowały fracht i dopasowanie gatunku do konfiguracji rafinerii.

Produkty rafineryjne. Największy deficyt dotyczył diesla i jet fuel. Dostawy produktów oraz LPG z Bliskiego Wschodu odbudowywały się znacznie wolniej niż dostawy ropy. Azjatycki bufor eksportowy skupiał się w Indiach, Korei Południowej i Singapurze, natomiast Europa, Ameryka Łacińska i Afryka pozostawały zależne od importu.

Gaz, LPG i paliwa niskoemisyjne. USA pozostawały kluczowym źródłem elastycznego LNG i LPG, lecz terminale, flota i Kanał Panamski ograniczały tempo wzrostu wysyłek. Podaż biopaliw była

skoncentrowana w Ameryce Północnej i Łacińskiej; w Europie dostępność fizyczna nie była równoznaczna ze spełnieniem wymogów RED lub krajowego mandatu.

Źródła: IEA OMR 14.10; EIA STEO i Today in Energy; ACER; S&P Global 29–30.09 oraz 8–22.10.

REGIONY: POPYT WEDŁUG PRODUKTÓW

Popyt miał inną geografię niż podaż

Najsilniejszy popyt dotyczył destylatów, zimowego LNG oraz LPG w Azji i na rynkach importowych

Popyt regionalny według grup produktowych

OCENA SIŁY ZAKUPÓW, ODBUDOWY ZAPASÓW I WRAŻLIWOŚCI CENOWEJ NA KONIEC PAŹDZIERNIKA

++ SILNY POPYT/ODBUDOWA ZAPASÓW | + POPYT STABILNY | 0 POPYT SELEKTYWNY | – POPYT SŁABY | -- ZAŁAMANIE POPYTU

GRUPA	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Ropa	+	0	+	++	0	–
Benz./naph.	0	–	0	0	+	+
Diesel	+	++	+	+	++	++
Jet	+	+	++	++	+	+
VLSFO	–	0	+	++	+	+
Gaz/LNG	+	++	+	++	0	0
LPG	+	+	+	++	++	++
Bio/SAF	++	++	–	+	+	–

Rys. 12. Ocena opisuje siłę bieżących zakupów i odbudowy zapasów; nie jest prognozą długoterminowego wzrostu konsumpcji. Synteza Danske Gas.

Ropa, benzyna i naphtha. Azja pozostawała największym krańcowym nabywcą ropy, ale drogi fracht ograniczał możliwość sięgania po baryłki z Atlantyku. Popyt na naphthę był słaby, co IEA wiązała z ujemnymi crackami; rynek benzyny był bardziej regionalny i po sezonie letnim nie dawał jednolitego globalnego sygnału.

Diesel, jet fuel i VLSFO. Europa, Ameryka Łacińska i Afryka konkurowały o ograniczoną pulę diesla. Popyt lotniczy podtrzymywał zakupy jet fuel w Ameryce Północnej, Europie, na Bliskim Wschodzie i w Azji. Singapur potrzebował zachodnich komponentów VLSFO, ale o tym, czy spread East–West przekładał się na ładunek, decydowała wysokość frachtu.

Gaz, LPG i biopaliwa. Europa oraz Azja zwiększały zakupy LNG przed zimą, a na koniec miesiąca JKM i TTF zbliżyły się do siebie. Azja Południowa przejęła część wzrostu amerykańskiego eksportu propanu. Najsilniejszy popyt regulacyjny na biopaliwa i SAF utrzymywał się w USA i Europie, podczas gdy Ameryka Łacińska łączyła krajowe mandaty z bazą surowcową.

Źródła: IEA OMR 14.10; ACER 27.10; JOGMEC 29.10 i 2.11; EIA 1.10 i 7.05; S&P Global.

ARBITRAŻ: ROPA I BENZYNA

Ropa: Atlantyk wygrał z Pacyfikiem

Benzyna i naphtha pozostały bardziej regionalne niż ropa

Globalna mapa tras · Ropa

WSZYSTKIE 30 RELACJI KIERUNKOWYCH DLA KAŻDEGO PRODUKTU; STATUS NIE ZASTĘPUJE BIEŻĄCEGO NETBACKU

N DODATNI NETBACK F POTWIERDZONY PRZEPŁYW W WARUNKOWE M MONITORING

Z ZAMKNIĘTE/UJEMNE – KIERUNEK MARGINALNY

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	N	M	Z	W	M
Europa	M	–	M	M	M	M
Bl. Wsch.	M	W	–	F	M	W
Azja-Pac.	M	M	M	–	M	M
Am. Łac.	F	W	M	W	–	M
Afryka	M	W	M	W	M	–

Rys. 13. Każda macierz obejmuje wszystkie 30 relacji między sześcioma regionami; wiersz oznacza region pochodzenia, kolumna – region przeznaczenia.

Globalna mapa tras · Benzyna/naphtha

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	M	M	M	W	W
Europa	W	–	M	M	W	W
Bl. Wsch.	M	W	–	F	M	W
Azja-Pac.	M	M	M	–	W	W
Am. Łac.	M	M	M	M	–	M
Afryka	M	M	M	M	M	–

Rys. 14. Źródła: S&P Global 8.10; IEA OMR; EIA; OPEC. Synteza Danske Gas.

Ropa. Opublikowany 8 października netback WTI MEH z amerykańskiego wybrzeża Zatoki Meksykańskiej (USGC) do Rotterdamu wynosił +19,99 USD/b. Ten sam surowiec wysłany do Singapuru i Azji Północno-Wschodniej dawał odpowiednio –17,01 i –19,77 USD/b. Dlatego USGC → Europa otrzymuje status N, a USGC → Azja-Pacyfik status Z.

Benzyna i naphtha. Korytarze Atlantyk → Ameryka Łacińska/Afryka oraz Bliski Wschód → Azja są strukturalne, lecz publiczne źródła nie podawały porównywalnego październikowego netbacku dla wszystkich relacji. Status W lub M jest więc sygnałem do kalkulacji, nie deklaracją otwartej marży.

Źródła: S&P Global 8.10; IEA OMR 14.10; EIA; OPEC. Ocena pozostałych relacji: synteza Danske Gas.

ARBITRAŻ: DIESEL I JET FUEL

Destylaty miały odbiorców, lecz o realizacji dostaw decydował fracht

Europa, Ameryka Łacińska i Afryka konkurowały o ograniczoną pulę ładunków

Globalna mapa tras · Diesel/gasoil

WSZYSTKIE 30 RELACJI KIERUNKOWYCH DLA KAŻDEGO PRODUKTU; STATUS NIE ZASTĘPUJE BIEŻĄCEGO NETBACKU

N DODATNI NETBACK F POTWIERDZONY PRZEPŁYW W WARUNKOWE M MONITORING

Z ZAMKNIĘTE/UJEMNE – KIERUNEK MARGINALNY

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	W	M	M	F	W
Europa	M	–	M	M	M	W
Bl. Wsch.	M	W	–	W	W	W
Azja-Pac.	M	F	M	–	W	W
Am. Łac.	M	M	M	M	–	M
Afryka	M	M	M	M	M	–

Rys. 15. F oznacza potwierdzony przepływ, a nie automatycznie dodatni arbitraż po kosztach.

Globalna mapa tras · Jet fuel

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	W	M	M	W	M
Europa	M	–	M	M	M	W
Bl. Wsch.	M	W	–	W	M	W
Azja-Pac.	M	W	M	–	M	M
Am. Łac.	M	M	M	M	–	M
Afryka	M	M	M	M	M	–

Rys. 16. Źródła: S&P Global 29.09, 7, 13 i 22.10; IEA OMR; EIA. Synteza Danske Gas.

Diesel. Przepływy z Azji do Europy oraz z USA do Ameryki Łacińskiej były fizycznie potwierdzone, jednak backwardacja, stawki MR, sankcje i czas rejsu ograniczały marżę. Kierunki z USGC, Bliskiego Wschodu i Azji do Europy pozostają naturalnymi trasami warunkowymi.

Jet fuel. Geografia podaży była węższa niż w przypadku diesla. Azja i Bliski Wschód mogły zasilać Europę, lecz długi czas rejsu i konkurencja diesla o frakcje średnie podnosiły próg opłacalności. Dlatego macierz nie oznacza żadnego kierunku jako potwierdzonego dodatnim netbackiem.

Źródła: S&P Global 29.09 oraz 7, 13 i 22.10; IEA OMR 14.10; EIA. Synteza Danske Gas.

ARBITRAŻ: VLSFO I LNG

VLSFO płynął do Singapuru, w LNG liczyła się swoboda wyboru

Na obu rynkach koszt trasy był równie ważny jak różnica benchmarków

Globalna mapa tras · VLSFO/fuel oil

WSZYSTKIE 30 RELACJI KIERUNKOWYCH DLA KAŻDEGO PRODUKTU; STATUS NIE ZASTĘPUJE BIEŻĄCEGO NETBACKU

N DODATNI NETBACK · F POTWIERDZONY PRZEPŁYW · W WARUNKOWE · M MONITORING · Z ZAMKNIĘTE/UJEMNE · – KIERUNEK MARGINALNY

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	M	M	M	W	M
Europa	M	–	M	F	M	W
Bl. Wsch.	M	M	–	W	M	W
Azja-Pac.	M	M	M	–	M	M
Am. Łac.	M	M	M	F	–	M
Afryka	M	M	M	M	M	–

Rys. 17. Źródła: S&P Global 30.09 i 22.10; ACER; JOGMEC; IEA. Synteza Danske Gas.

Globalna mapa tras · LNG

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	F	M	W	W	M
Europa	M	–	M	M	M	M
Bl. Wsch.	M	W	–	F	W	W
Azja-Pac.	M	W	M	–	W	M
Am. Łac.	W	W	M	M	–	M
Afryka	M	F	M	W	M	–

Rys. 18. Mapa tras pokazuje relacje kierunkowe; dla LNG status F potwierdza dostawę z regionu, nie premię konkretnego ładunku.

VLSFO. Zachodnie ładunki z Europy Północno-Zachodniej (NWE), basenu Morza Śródziemnego i Brazylii zasilały Singapur. Spread East–West dochodził do 152 USD/t, lecz wysoki fracht ograniczał napływ w pierwszej połowie miesiąca. Przepływ fizyczny był widoczny, ale marża zależała od dnia załadunku i komponentu do mieszania.

LNG. USA → Europa, Bliski Wschód → Azja i Afryka → Europa są potwierdzonymi korytarzami. Pod koniec miesiąca JKM był zbliżony do TTF, więc wartość trasy Atlantyk → Azja wynikała głównie ze swobody wyboru, nie z trwałej premii za kierunek dostawy.

Źródła: S&P Global 30.09 i 22.10; ACER 27 i 30.10; JOGMEC 29.10 i 2.11; IEA. Synteza Danske Gas.

ARBITRAŻ: LPG I BIOPALIWA

USGC → ARA wraca do głównej mapy LPG

Bieżący przepływ nie zwalnia z kalkulacji CIF ARA; w biopaliwach dochodzi koszt atrybutu

Globalna mapa tras · LPG

WSZYSTKIE 30 RELACJI KIERUNKOWYCH DLA KAŻDEGO PRODUKTU; STATUS NIE ZASTĘPUJE BIEŻĄCEGO NETBACKU

N DODATNI NETBACK F POTWIERDZONY PRZEPŁYW W WARUNKOWE M MONITORING

Z ZAMKNIĘTE/UJEMNE – KIERUNEK MARGINALNY

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	F	M	F	W	W
Europa	M	–	M	M	M	W
Bl. Wsch.	M	W	–	W	M	W
Azja-Pac.	M	M	M	–	M	M
Am. Łac.	M	M	M	M	–	M
Afryka	M	M	M	M	M	–

Rys. 19. Źródła: S&P Global 14.10; EIA 1 i 30.10 oraz 7.05; EPA; Platts. Synteza Danske Gas.

Globalna mapa tras · Biopaliwa/SAF

KIERUNEK: Z → DO	AM. PŁN.	EUROPA	BL. WSCH.	AZJA-PAC.	AM. ŁAC.	AFRYKA
Am. Płn.	–	F	M	M	M	M
Europa	M	–	M	M	M	M
Bl. Wsch.	M	M	–	W	M	M
Azja-Pac.	M	W	M	–	M	M
Am. Łac.	W	W	M	M	–	M
Afryka	M	M	M	M	M	–

Rys. 20. LPG i biopaliwa pokazano dla wszystkich 30 relacji. Status F potwierdza trasę, a W oznacza potrzebę pełnej kalkulacji.

LPG – USA → ARA/NWE. S&P Global wskazał, że we wrześniu Europa odebrała z USA 12 mln baryłek propanu, a średni fracht VLGC Houston–NWE wyniósł 31,27 c/gal wobec 30,71 c/gal w sierpniu. Korytarz jest zatem fizycznie potwierdzony. Otwarty arbitraż wymaga jednak, aby CIF ARA pokrył Mont Belvieu, premię FOB USGC, terminal, fracht VLGC, straty i finansowanie.

LPG – pozostałe kierunki. USA → Azja jest także potwierdzonym przepływem; Bliski Wschód → Azja pozostawał warunkowy z powodu ograniczonej podaży. Ameryka Łacińska i Afryka były potencjalnymi kierunkami dostaw z USGC, ale publiczne źródła nie pozwalały potwierdzić dodatniego październikowego netbacku.

Biopaliwa i SAF. USA → Europa ma potwierdzony przepływ, lecz wartość RIN, LCFS, RED, śladu węglowego, certyfikacji i ceł może całkowicie zmienić wynik. Dlatego pozostałe relacje są oznaczone jako W lub M, nawet gdy istnieje fizyczny handel surowcem lub paliwem.

> **FORMUŁA LPG USGC → ARA**
>
> CIF ARA – [Mont Belvieu + premia FOB USGC + terminal + fracht Houston–NWE + straty + finansowanie + ryzyko czasu] = marża po realizacji dostawy.

Źródła: S&P Global 14.10; EIA 1 i 30.10 oraz dane o eksporcie do Niderlandów; EIA 7.05; EPA; Platts 1.10.

WNIOSKI HANDLOWE

Październik premiował spread, nie sam kierunek ceny

Pięć lekcji z perspektywy zarządzania ryzykiem

ROPA ≠ PRODUKT

Spadek ceny Brent nie obniżył automatycznie cen ULSD, jet fuel ani LPG.

ZAPASY WAŻNIEJSZE OD NARRACJI

Zapasy destylatów spadły poniżej 100 mln baryłek mimo końcowej korekty ceny.

GEOGRAFIA MA CENĘ

WTI miał wartość przy dostawie do Rotterdamu, ale nie do Azji.

SWOBODA WYBORU W LNG

Różnica JKM–TTF bliska zera zwiększyła wartość prawa zmiany kierunku dostawy.

ATRYBUT BIOPALIWA

RIN, emisyjność i certyfikacja mogą być warte więcej niż sam spread fizyczny.

Warunki unieważniające wniosek

RYNEK	WARUNEK	MECHANIZM
Ropa na Atlantyku	Zamknięcie spreadu	wzrost frachtu lub spadek premii Brent/Forties wobec WTI MEH
Diesel	Odbudowa zapasów	trwały wzrost globalnego eksportu i zapasów, nie pojedynczy spadek ceny
LNG	Wzrost różnicy JKM–TTF	pogoda albo awaria tworzy premię większą niż różnica frachtu
LPG	Wzrost bufora	odwrócenie spadku zapasów USA lub osłabienie popytu petrochemicznego w Azji
Biopaliwa	Zmiana regulacji	ostateczny podział realokacji SRE i zasady kwalifikacji zmieniają wartość RIN

W październiku wartość handlowa tkwiła w zdolności do zmiany źródła, trasy i kierunku dostawy.

ZASADA NA KOLEJNE WYDANIA

Najpierw bilans fizyczny i ograniczenia realizacji dostaw; następnie spread; dopiero na końcu kierunek ceny. Ta kolejność ogranicza ryzyko utożsamienia nagłówka z transakcją.

ŹRÓDŁA I METODOLOGIA

Rejestr źródeł i metodologia

Tytuły materiałów są aktywnymi odnośnikami do stron źródłowych

Rejestr źródeł · ceny, zapasy i bilanse

WYDAWCA	DATA	MATERIAŁ
EIA	30.10.2026	Europe Brent Spot Price FOB – daily history
EIA	30.10.2026	Cushing, OK WTI Spot Price FOB – daily history
EIA	30.10.2026	New York Harbor ULSD Spot Price – daily history
EIA	30.10.2026	U.S. Gulf Coast Kerosene-Type Jet Fuel Spot Price
EIA	30.10.2026	Mont Belvieu Propane Spot Price
EIA	30.10.2026	Henry Hub Natural Gas Spot Price
EIA	06.10.2026	Short-Term Energy Outlook – October 2026
EIA	październik 2026	U.S. Distillate Fuel Oil Stocks
EIA	październik 2026	U.S. Ultra-Low Sulfur Distillate Stocks
EIA	październik 2026	U.S. Propane/Propylene Stocks
EIA	październik 2026	PADD 3 Jet Fuel Stocks
EIA	29.10.2026	Weekly Natural Gas Storage Report – week ending 23 October
EIA	01.10.2026	U.S. propane exports reached a record in first-half 2026
EIA	07.05.2026	One-fifth of U.S. renewable diesel and SAF production was exported in 2H25
EIA	10.06.2026	Higher blending targets drive RIN prices close to record highs
IEA	14.10.2026	Oil Market Report – October 2026
IEA	07.10.2026	Statement on emergency oil stock releases

WYDAWCA	DATA	MATERIAŁ
IEA	11.10.2026	Statement on responding to the global diesel market situation
IEA	15.10.2026	Governing Board statement on energy markets and security
G7	02.10.2026	Leaders' statement on global energy security and market stability

Rejestr źródeł · polityka i handel

WYDAWCA	DATA	MATERIAŁ
OPEC	04.10.2026	Seven OPEC+ countries maintain November production requirement
OPEC	12.10.2026	OPEC+ reaffirms market stability mechanisms
ACER	30.10.2026	EU LNG price assessments and benchmark
ACER	27.10.2026	Key developments in European gas wholesale markets – summer 2026
GIE AGSI+	31.10.2026	Aggregated Gas Storage Inventory
JOGMEC	29.10.2026	Natural gas and LNG related information – October 2026
JOGMEC	02.11.2026	Weekly trend of natural gas and LNG prices, 26–30 October
EPA	27.03.2026	Final Renewable Fuel Standards for 2026 and 2027
Federal Register	16.10.2026	RFS: proposed reallocation of additional 2025 small refinery exemptions
S&P Global	01.10.2026	Platts launches SAF USGC and Brazil import parity assessments
S&P Global	07.10.2026	Diesel crunch deepens as shipping costs squeeze global oil trade
S&P Global	08.10.2026	Appetite for U.S. crude exports climbs despite high freight
S&P Global	13.10.2026	India's middle distillate exports to remain robust
S&P Global	22.10.2026	Asia enters winter LNG demand season as JKM hits four-year high
S&P Global	22.10.2026	U.S.-Russia diesel deal adds volatility to Atlantic tanker market
S&P Global	29.09.2026	Asia weighs price and supply fallout from potential U.S. diesel export curbs
S&P Global	30.09.2026	Singapore low-sulfur marine fuel arbitrage arrivals from West could decline in October
S&P Global	14.10.2026	US propane exports hit record high on surging European, Asian demand
EIA	30.10.2026	U.S. exports to Netherlands of propane

Jak powstało wydanie

Zakres czasowy. Zdarzenia i ceny dotyczą okresu 1–31 października 2026 r. Dane publikowane po zamknięciu miesiąca wykorzystano wyłącznie do potwierdzenia wartości z 30–31 października i oznaczono datą publikacji.

Średnie tygodniowe. Dla Brent, WTI, ULSD, jet fuel, propanu i Henry Hub zastosowano nieważone średnie dziennych cen EIA. Tydzień 1–2 października jest krótki i porównania z nim mają charakter orientacyjny. ACER przedstawia nieważone średnie dziennych ocen ceny LNG w UE.

Komentarz retrospektywny. Najpierw wskazujemy obserwowane ceny, zapasy i wydarzenia. Następnie formułujemy syntezę Danske Gas z punktu widzenia handlowca. Nie przypisujemy całego ruchu cen jednej przyczynie, jeśli równolegle działały zapasy, fracht, pogoda i polityka.

Regiony. Macierze podaży i popytu obejmują osiem grup produktowych. Ocena jest jakościowa i opisuje warunki na koniec października. Łączy dane ilościowe z informacjami o przepływach i logistyce; nie jest oceną ryzyka kredytowego państw ani kontrahentów.

Arbitraż. Mapa tras obejmuje osiem grup produktowych i wszystkie 30 kierunków między sześcioma regionami, czyli 240 obserwacji kierunkowych. N oznacza opublikowany dodatni netback dla wskazanego dnia; F – obserwowany przepływ, ale nie potwierdzoną marżę; W – trasę warunkową; M – monitoring; Z – opublikowany ujemny netback, a znak „–" – kierunek marginalny. Każdy status poza N wymaga sprawdzenia aktualnych cen PRA, frachtu, terminalu, jakości, sankcji, finansowania i atrybutów regulacyjnych.

Biopaliwa. Porównania fizyczne nie obejmują automatycznie RIN, LCFS, ulg podatkowych, RED, CORSIA ani krajowych mandatów. Atrybutu środowiskowego może nie dać się przenieść między jurysdykcjami.

Ograniczenia. Raport opiera się na źródłach publicznych i nie zawiera licencjonowanych szeregów PRA. Nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej, handlowej, podatkowej ani prawnej.

> *Fakt ma datę i źródło. Wniosek ma mechanizm i warunek unieważniający.*
>
> STANDARD DZIAŁU ANALIZ DANSKE GAS

DANSKE GAS

WYDAWCA

Danske Gas S.A.
ul. Zygmunta Słomińskiego 7/215
00-195 Warszawa
Polska

WYDANIE

Numer 11/2026 · listopad 2026
Okres 1–31.10.2026
Zamknięcie 31.10.2026

KONTAKT

research@danskegas.com
+48 22 490 8000
danskegas.com

danskegas.com

DANSKE GAS INTELLIGENCE · GLOBAL ENERGY MONTHLY · 11/2026