

Miesięczne zmiany w produkcji energii elektrycznej w Polsce w obszarze źródeł gazowych – komentarz: Andrzej P. Sikora Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

W Boże Narodzenie 25 grudnia 2023 r. notowania dla ceny energii na rynku dnia następnego w godzinach od 00:00 do 10:00 osiągnęły wartości ujemne od -5,87 zł/MWh do -47,76 zł/MWh. Taka sytuacja miała już miejsce w Polsce 15 października 2023 r. kiedy to ceny energii na rynku dnia następnego w godzinach od 9 do 16 osiągnęły wartości ujemne, od -2,09 zł/MWh do -23,46 zł/MWh. Na TTF w grudniu gaz ziemny kosztował w granicy 30 €/MWh. Czy to zaczynają być symptomy stabilizacji rynku i uspokojenia się nastrojów? Takie pytanie retoryczne na początek grudniowego komentarza.

Według danych ENTSO grudzień w stosunku do listopada pokazuje wzrost wytworzenia EE z gazu ziemnego o 4,7 proc (z 1 382 577 MWh w listopadzie do 1 446 972 MWh w grudniu). Jednak w grudniu 2022 r. mieliśmy tylko 922 696 MWh i w stosunku do bieżącego roku wygląda ten wzrost – prawie 1/3 więcej – efektownie. Grudzień i koniec roku zawsze nastrojają do podsumowań. To popatrzmy sobie jeszcze chwilę na statystyki.

Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2023 r. w Polsce było niższe niż rok wcześniej i osiągnęło wielkość 166 082,923 TWh. wobec 172 382,311 TWh w 2022. Udział w strukturze wytworzenia EE z gazu ziemnego wynosił 8,11 proc. (12 427,433 TWh)

wobec 5,57 proc. Czy to jest znacząca wielkość? Elektrownie wiatrowe dały już 14.4 proc w rocznym wytworzeniu ee i to jest wynik. Gaz ziemny w 2023 praktycznie nie dochodził do 10 proc. Dobrze, że gaz ziemny taniał – to podstawowy wskaźnik do generowania z niego prądu. I pewnie dlatego mimo grudniowych ujemnych cen to wytworzenie ee było największe właśnie w grudniu.

Miesiąc '23	Wytworzenie EE z gazu ziemnego [MWh]
Styczeń	1 206 629
Luty	1 049 619
Marzec	1 340 073
Kwiecień	1 076 421
Maj	756 838
Czerwiec	846 696
Lipiec	890 592
Sierpień	903 985
Wrzesień	493 370
Październik	1 033 661
Listopad	1 382 577
Grudzień	1 446 972

Tab. 1. Wytworzenie energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce w 2023 r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ENTSO-E.

Rosyjska inwazja na Ukrainę spowodowała wcześniej niespodziewany wzrost europejskiego importu LNG i natychmiastową (wszędzie w Europie poza Polską, która robi to w swoim tempie) budowę instalacji regazyfikacyjnych, podczas gdy konflikt w Strefie Gazy spowodował spadek eksportu izraelskiego gazu i zmianę w Egipcie, który z eksportera LNG

stał się znów importerem. Ze względu na ograniczenia dotyczące rosyjskiego gazu rurociągowego europejskie moce wytwórcze LNG mają wzrosnąć o 50 proc., co może doprowadzić do niepełnego ich wykorzystywania.

Prognozuje się światową podaż LNG na poziomie około 650 mln ton rocznie do 2045 roku. Około 180 mln ton rocznie zdolności skraplania jest już w budowie, podczas gdy kolejne 256 mln ton rocznie ze znanych projektów dostaw sprzed FID może potencjalnie zostać uruchomione w późniejszym terminie¹. Stany Zjednoczone i Katar przodują w dostawach, a ich udział w rynku ma wzrosnąć z obecnych 39% do 54% już w 2030 r., ze względu na nowe duże projekty skraplania, które są obecnie budowane w obu krajach.

Poza wydarzeniami geopolitycznymi wpływającymi na rynki gazu nie można pominąć obecnych problemów z tranzytem przez Kanał Panamski.

Cytowany Poten&Partner (P&P) obliczył, że koszt podróży z Zatoki Perskiej do Azji przez Panamę wyniósł około 1,68 USD za MMBtu. W przypadku korzystania z innych dłuższych tras koszt wzrasta do około 2,50 USD za MMBtu. Transport z USA do Europy jest oczywiście znacznie krótszy i to także stąd mamy odpowiedź, dlaczego to właśnie Europa w tej chwili odpowiada za około 70% amerykańskiego eksportu.

Dłuższe trasy oznaczają większą liczbę ton/mil, co prowadzi do zapotrzebowania na więcej statków, ale ich dostępność może stanąć pod znakiem zapytania, jeśli sytuacja z niewielką liczbą tranzytów przez Kanał Panamski potrwa przez jakiś czas. P&P ostrzega, że wraz z nowymi możliwościami regazyfikacyjnymi (Niemcy! Europa!) dostępność statków może stanowić problem.

W grudniu dostawy do wybranych krajów UE wyglądało następująco do:

Francji (1,32 mln ton), Wielkiej Brytanii (1,12 mln ton), Turcji (0,91 mln ton), Holandii (0,82 mln ton), Hiszpanii (0,64 mln ton), Włoch (0,59 mln ton), Belgii (0,53 mln ton), Niemiec (0,29 mln ton), Polski (0,23 mln ton), Grecji (0,14 mln ton), Chorwacji (0,14 mln ton), Finlandii (0,13 mln ton), Portugalii (0,12mln ton) i Litwy (0,07 mln ton).

Stany Zjednoczone dostarczały 51% całości, podczas gdy Rosja dostarczała 13%, a Algieria 7%.

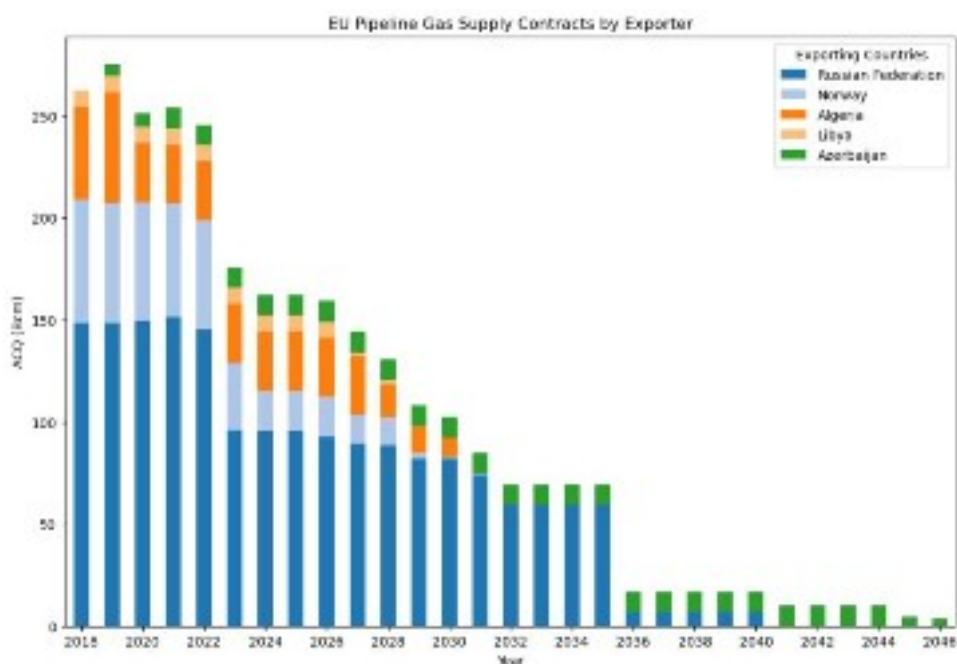
Cedigaz² zaktualizował swoją bazę danych o długoterminowych dostawach gazu rurociągowego dla Europy. W 2023 r. aktywność kontraktowa pozostała niska, z dwoma godnymi uwagi kontraktami pięcioletnimi: umowami Equinor z OMV na 12 TWh/r i RWE na 10-15 TWh/r. Ponadto protokół ustaleń między SOCAR a Serbią przewiduje dostawy na poziomie 0,4 mld m³ rocznie, potencjalnie zwiększając się do 1 mld m³ od 2026 r. za pośrednictwem rurociągu Niš -Dimitrovgrad³. Baza danych CEDIGAZ pokazuje, że na początku 2024 r. w UE nadal obowiązywało około 164 mld m³ kontraktów, w tym kontrakty Gazpromu w trakcie przeglądu prawnego. W 2023 r. wygasły kontrakty o łącznej wartości 13,6 mld m³/r, w tym 0,6 mld m³/r kontraktów rosyjskich, po ok. 70 mld m³/r, które zakończyły się w 2022 r. (49 mld m³/r z Rosji). Aktywne lub niedostatecznie weryfikowane

¹ Por. : Poten&Partner

² <https://www.europeangashub.com/review-of-last-weeks-global-natural-gas-and-lng-prices-4.html>

³ Por.: <https://www.bulgartransgaz.bg/en/pages/6-8-3-mezhdusistemna-gazova-vrazka-balgariya-sarbiya-ibs-191.html>

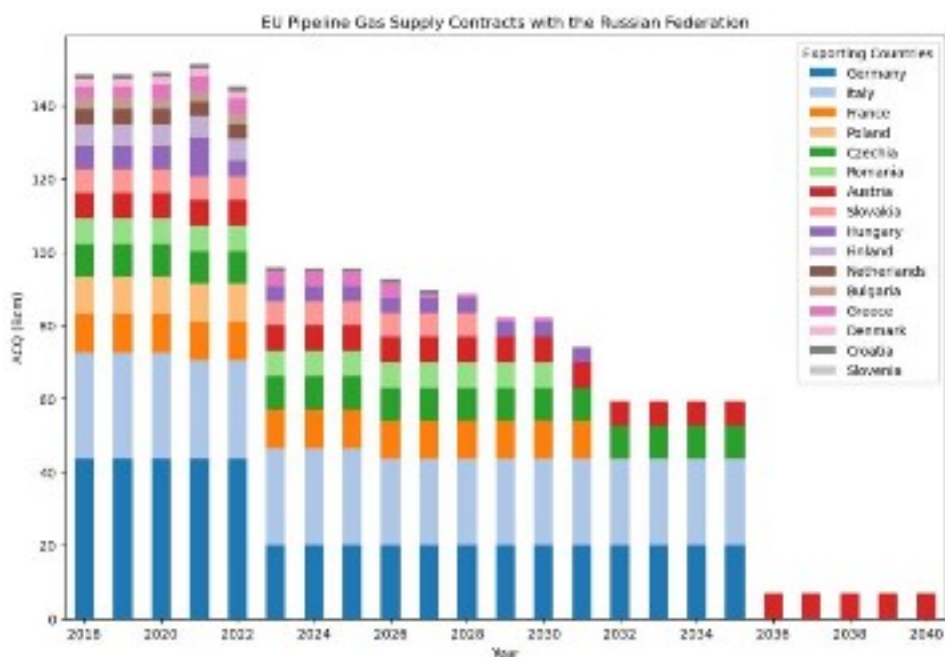
kontrakty z Gazpromem na lata 2025-2050 wynoszą ok. 95 mld m³/r. Kontrakty Gazpromu z krajami spoza UE, takimi jak Turcja, opiewają na ok. 27 mld m³ rocznie. Dodatkowo na koniec 2023 r. aktywnych pozostaje ok. 69 mld m³/r kontraktów z Algierią, Azerbejdżanem, Libią i Norwegią. Wg danych Poten&Partner⁴ wydobycie gazu ziemnego w Rosji spadło z 793 mld m³ w 2021 r. do 705 mld m³ w 2022 r., a w 2023 r. nadal spada. Przewiduje się, że wydobycie gazu ziemnego spadnie do 684,4 mld m³ na koniec 2023 roku. Do spadku przyczyniły się zachodnie sankcje w połączeniu z rezygnacją kilku państw z importu rosyjskiego gazu lub odcięciem go przez Kreml. Monopol Gazpromu na eksport gazu rurociągowego wymaga elastyczności w produkcji, aby sprostać sezonowym wahaniom popytu i jest na skraju załamania. P&P przewiduje, że mimo amerykańskich sankcji eksport LNG z rosyjskiej Arktyki wzrośnie z 21,6 mln ton w 2023 r. do 25 mln ton w 2024 r., a następnie wzrośnie o kolejny 1 mln ton w 2025 r. do 26 mln ton.



Rys. 1. Dostawy gazu rurociągowego do Europy wg eksporterów.

Źródło: Cedigaz

⁴ <https://www.poten.com/business-intelligence-products/lng-market-outlook/> Por. także: https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/121823-european-delivered-lng-in-december-up-to-704-million-mt?utm_source=substack&utm_medium=email



Rys. 2. Dostawy gazu rurociągowego wg kontraktów z Rosją.

Źródło: Cedigaz

W Środkowej Europie ciekawe kontrakty z Amerykanami (Cheniere Energy) podpisuje austriacki OMV wykorzystując gaz kanadyjski. „Cheniere Energy, największy amerykański eksporter skroplonego gazu ziemnego z dwoma zakładami w Corpus Christi w Teksasie i Sabine Pass w Luizjanie (SPL – z mocą produkcyjną LNG do 20 mln t/r), poinformował, że projekt rozbudowy Sabine, znany jako SPL Stage V, podpisał długoterminową umowę na dostawy gazu Integrated Production Marketing z amerykańską jednostką kanadyjskiego producenta ARC Resources. Zgodnie z umową IPM, ARC będzie sprzedawać 140 000 MMBtu/d. (tzn ok. 4,1 TWh/d ~ 4 mln m³/d) na okres 15 lat, rozpoczynając od komercyjnej eksploatacji pierwszego ciągu w rozbudowie, którym będzie ciąg (ang. Train) 7 w zakładzie w Luizjanie”. Bardzo ważna jest formuła cenowa, gdyż ARC zapłaci cenę dla LNG za skroplenie gazu, opartą na europejskiej cenie referencyjnej Dutch Title Transfer Facility (TTF) po odliczeniu stałej opłaty za regazyfikację, stałych kosztów wysyłki LNG i stałej opłaty za skraplanie. Umowa IPM jest uzależniona m.in. od pozytywnej ostatecznej decyzji inwestycyjnej w odniesieniu do ciągu nr 7. LNG objęte tą umową będzie pochodziło z ciągu, który będzie produkował 850 0000 ton LNG rocznie i będzie sprzedawany przez Cheniere Marketing International. [...] "Jest to druga długoterminowa umowa IPM pomiędzy Cheniere i ARC Resources, która stanowi dalszy postęp w komercjalizacji projektu ekspansji SPL. Kanadyjski gaz ziemny może odegrać kluczową rolę w zaspokojeniu rosnącego globalnego zapotrzebowania na energię⁵. Oprócz umowy IPM ogłoszonej z ARC, Cheniere Marketing zawarł umowę kupna-sprzedaży LNG z austriacką firmą OMV Gas Marketing and Trading GMBH. W ramach SPA Cheniere będzie dostarczać OMV do 12 ładunków LNG rocznie, czyli właśnie około 850 0000 ton rocznie, po cenie powiązanej z TTF od końca 2029 roku. LNG będzie sprzedawany OMV na zasadzie dostawy ex-ship (DES) w terminalu Dutch Gate LNG w Rotterdamie, gdzie OMV posiada zakontraktowane moce regazyfikacyjne.

⁵ www.lngjournal.com Por. także: <https://lngprime.com/americas/chenieres-corpus-christi-lng-expansion-project-almost-50-percent-complete/100846/>; <https://lngir.cheniere.com/news-events/press-releases/detail/247/cheniere-corpus-christi-stage-iii-and-arc-resources-sign>



Rys. 3. Planowana ekspansja Chenier w USA

Źródło: Chenier

Proponowana rozbudowa Sabine Pass będzie połączona i obsługiwana z istniejącym już terminalem, podczas gdy Cheniere proponuje również zwiększenie dozwolonego maksymalnego załadunku zbiornikowców LNG i jednoczesnych możliwości załadunku dla trzech istniejących nabrzeży. Sabine Pass daje zwiększenie załadunku LNG do około 14 000 m³/h z dwóch nowych zbiorników magazynowych do istniejących nabrzeży morskich.

Terminal LNG Sabine Pass posiada obecnie pozwolenie na produkcję i eksport LNG o pojemności ok. 33 mln ton rocznie, a Cheniere stwierdził w raporcie, że projekt rozbudowy da dodatkowe ok. 16,83 mln ton t rocznie. Ponadto nabrzeża morskie byłyby w stanie pomieścić całkowity eksport projektu w wysokości **49,84 mln ton rocznie**. Jedna FIRMA.

W październikowym komentarzu⁶ pisałem o udostępnianiu pojemności magazynowych dla gazu zmiennego w Ukrainie. Bloomberg właśnie poinformował⁷, że "Trafigura była jedną z niewielu firm, które poinformowały o zatłaczaniu gazu ziemnego do ukraińskich magazynów"⁸. Ukraina twierdząc, że europejscy handlowcy korzystali w tym roku z jej ogromnych magazynów gazu, unika podawania nazw firm, powołując się na względy bezpieczeństwa.

⁶ <https://www.cire.pl/artykuly/rynek-gazu-bilans-miesiaca/listopad-2023--miesieczne-podsumowanie-w-produkcji-energii-elektrycznej-w-polsce-w-obszarze-zrodel-gazowych>

⁷ https://www.bnnbloomberg.ca/trafigura-stored-gas-in-ukraine-to-export-when-prices-rise-1.2009057?utm_source=substack&utm_medium=email

⁸ <https://lngprime.com/europe/trafiguras-lng-volumes-decline/99760/>

Nawet w obliczu ryzyka wojennego handlowcy i przedsiębiorstwa użyteczności publicznej przesyłali gaz z Mołdawii i Unii Europejskiej, aby magazynować go na Ukrainie przed sezonem grzewczym, aby skorzystać ze stosunkowo niskich opłat za magazynowanie i niższych cen gazu latem. Warto może podsumowując rok raz jeszcze to dobitnie podkreślić, że ceny gazu ziemnego w USA znacznie spadły na początku '23 roku, a następnie były notowane w wąskim przedziale w pobliżu 3 USD/MMBtu, odzwierciedlając łagodną zimę, stosunkowo solidną podaż i wysoki poziom zapasów. Stanowiło to wyraźny kontrast w porównaniu z Europą, gdzie ceny pozostawały niestabilne. Po wzroście do ponad 300€/MWh latem '22 r., ceny spadły w przedział 35-40 €/MWh, ponieważ kolejna łagodna jesień opóźniła rozpoczęcie sezonu grzewczego, a unijne magazyny zapełniły się nadszpiewanie szybko. Korzysta na tym pragmatycznie Królestwo Norwegii i Equinor, który dostarczy sześć ładunków skroplonego gazu ziemnego (LNG) w ramach nowej średnioterminowej umowy do łotewskiego Latvenergo za pośrednictwem litewskiego terminalu FSRU w Kłajpedzie⁹. Państwowy koncern energetyczny i gazowy Latvenergo ogłosił w grudniu przetarg na średnioterminowe dostawy LNG na lata 2024-2026. Zgodnie z umową Equinor będzie dostarczał dwa ładunki LNG rocznie do Latvenergo, co daje łącznie sześć ładunków LNG lub około 6 TWh gazu w tym okresie. W ubiegłym roku Latvenergo zabezpieczyło moce regazyfikacyjne na okres dziesięciu lat w FSRU w Kłajpedzie na Litwie, eksploatowanym przez Kłajpedę Nafta.

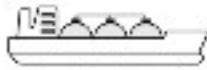
Świetną grafikę, konkludującą te moje grudniowe rozważania, przedstawił S&P Global.

⁹ <https://lngprime.com/contracts-and-tenders/equinor-to-supply-six-lng-cargoes-to-latvenergo/100031/>

European gas and power in 2024

Weak demand, strong renewables
to offset Russian gas loss

High gas stocks, stronger nuclear, hydro raise supply fears

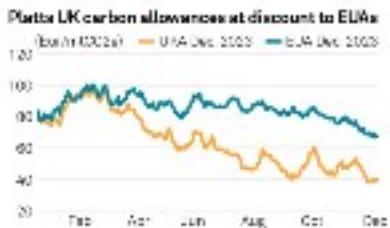
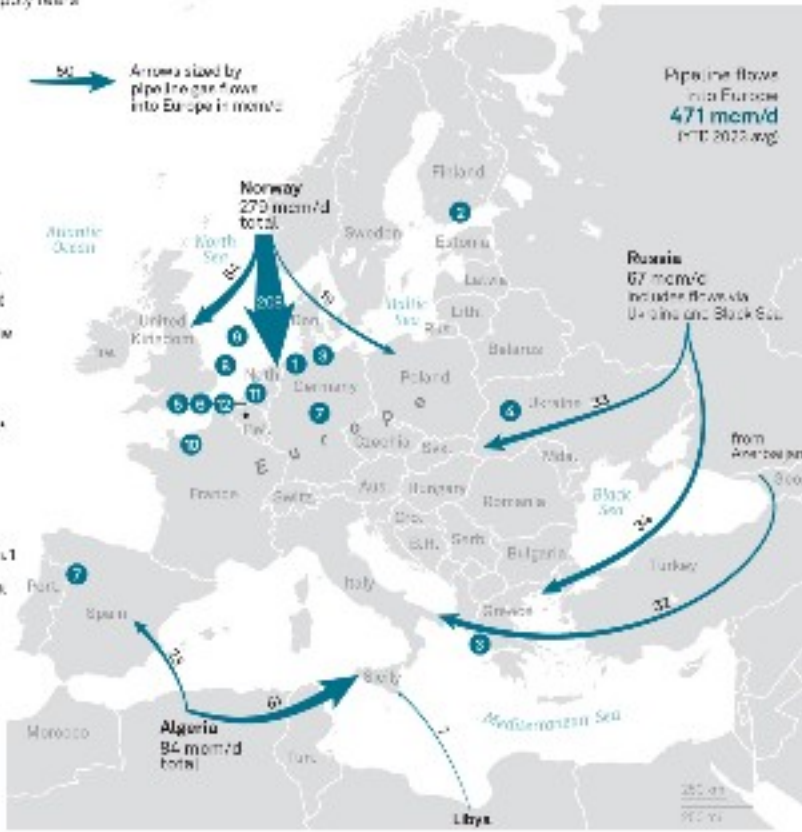
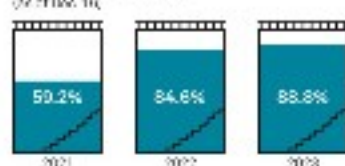


2024 forecast vs 2023 output
LNG imports into Europe (EU+UK)
381 million cu m/d ▼-5.5%

Market moving events to track

1. EU gas storage forecast to be 50-55% full end-March
2. Balticconnector repairs to start in April (at least April)
3. Four new PERUs to start in 2024 (Germany 9, Greece 1)
4. European trade deal to re-open gas stored in Ukraine
5. EU to approve extension of gas price cap to Feb 2025
6. European Parliament elections in June
7. Record solar wind growth 55 GW to be added in 2024*
8. 30 GW of new wind capacity to be auctioned
9. Viking Link to start Jan. with 800 MW
10. Fuel trading to start at new Terasville-2 reactor
11. Mer time extensions to be included in EU ETS from Jan 1
12. EU launches EU4th Hydrogen Bank and on mapping

European gas storage



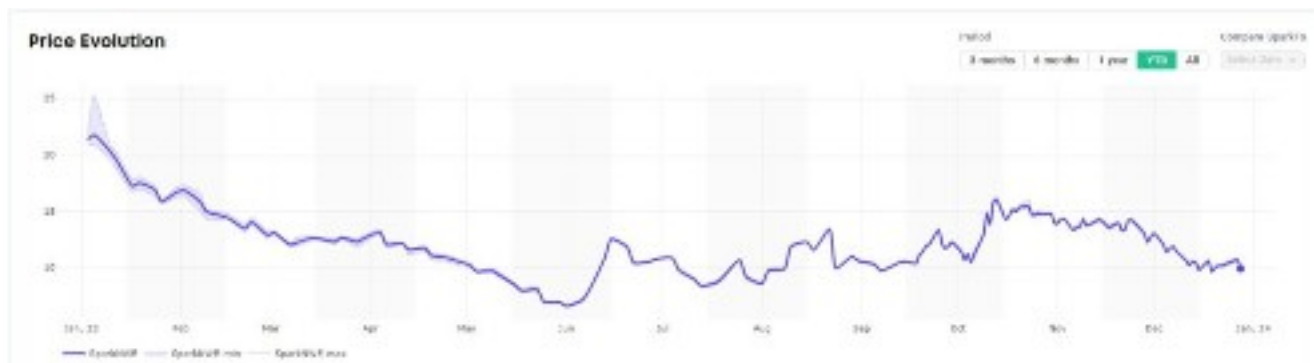
S&P Global
Commodity Insights

Source: S&P Global Commodity Insights, EEX, BIE
Credit: Andreas Franko, CI Information Design. Copyright © 2023 by S&P Global Inc. All rights reserved.

Rys. 3. Dostawy gazu ziemnego do Europy w 2024 r.

Źródło: S&P Global

W Europie jak pisał Spark kontrakt NWE DES LNG również spadł w porównaniu z ubiegłym tygodniem. NWE DES LNG z dostawą w styczniu został wyceniony w zeszłym tygodniu na 10,206 USD/MMBtu i z dyskontem 0,810 USD/MMBtu w stosunku do TTF.



Rys. 4. Ceny gazu ziemnego w dostawach do Europy w 2023 r.

Źródło: Spark; Platts

Według danych Platts, JKM, cena LNG dostarczanego do Azji Północno-Wschodniej, również spadła w porównaniu z ubiegłym tygodniem. JKM na luty ustalił się w ostatni czwartek '23 roku na poziomie 11,935 USD/MMBtu. Państwowa Japońska Organizacja ds. Bezpieczeństwa Metali i Energii (JOGMEC) stwierdziła w raporcie na początku tego tygodnia, że azjatyckie ceny spot LNG nadal spadają z powodu niskiego popytu i dużej podaży. W tym miesiącu JOGMEC nie opublikował zarówno opartej na umowie, jak i opartej na przywozie miesięcznej ceny spot LNG za listopad, ponieważ było mniej niż dwie firmy, które importowały LNG na rynku spotowym.