

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

W lutym zmarł profesor Andrzej Strupczewski¹, wybitny specjalista w zakresie bezpieczeństwa jądrowego, fantastyczny gawędziarz, także lubił tłumaczyć symultanicznie z języka angielskiego. Nasze spotkania zawsze wносиły tyle energii, tyle nowego. Cześć Jego Pamięci!

Według danych ENTSO-E w Polsce wytworzenie energii elektrycznej z gazu ziemnego w lutym wyniosło 1 510 526 MWh wobec stycznia 1 649 732 MWh i gdyby luty miał więcej niż 28 dni to byłoby to znowu najwyższe miesięczne wytworzenie ee. Mimo, że gaz był drogi. Luty, w ciągu swoich ostatnich dwóch tygodni, przyniósł w Europie znaczną wyprzedaż i przecenę gazu ziemnego i od 11 lutego kiedy mieliśmy na TTF 59 €/MWh (front-month trading) notowania TTF na koniec miesiąca wynoszą w granicy 44 €/MWh, co oznacza spadek o ok. 25 proc. od ostatniego szczytu. Ceny osiągnęły dwumiesięczne minimum. Było jasne, że popyt przełomu stycznia/lutego w Europie również wtedy przyczynił się do wzrostu ceny spot. Równolegle ceny dostaw spotowych do Azji spadły wraz z upływem szczytu popytu zimowego, ale także dlatego, że wysokie ceny, które utrzymywały się od listopada, ograniczyły tam popyt wcześniej. Ta dynamika cen jest widoczna najbardziej w Chinach² (import taniego rurowego gazu Rosji, rosnące własne wydobycie), które są największym na świecie nabywcą LNG, gdzie pierwsze wyliczenia pokazują, że import w lutym spadł do najniższego poziomu od dwóch lat. Według danych Kpler³ w lutym Chiny kupią 4,99 mln ton, co oznacza spadek z 6,05 mln w styczniu i 5,82 mln w lutym ubiegłego roku. Azjatycka cena spot utrzymuje się na poziomie około 14 USD za mmBtu od połowy listopada, co utrudnia chińskim firmom zyskową sprzedaż. Wpływ łagodnej zimy jest bardziej istotny w Japonii, która jest drugim co do wielkości importerem LNG na świecie, z oczekiwanym importem w lutym na poziomie 5,79 mln ton, co oznacza spadek z 6,74 mln w styczniu i poniżej 6,07 mln z lutego 2024 r. Wraz z zanikającym popytem zimowym prawdopodobne jest, że popyt na LNG w Azji Północnej osłabnie, przy czym istnieje ryzyko, że zwykły sezonowy spadek będzie większy niż zwykle, biorąc pod uwagę panujące wcześniej wysokie ceny. Jeśli popyt na LNG w Europie utrzyma się na wysokim poziomie, ponieważ kontynent pracuje nad ponownym napełnieniem magazynów, ceny spotowe prawdopodobnie pozostaną wystarczająco wysokie, aby odstraszyć azjatyckich nabywców⁴. I skłaniam się raczej do 30 €/MWh wobec 25 €/MWh, o których pisałem, mówiłem wcześniej.

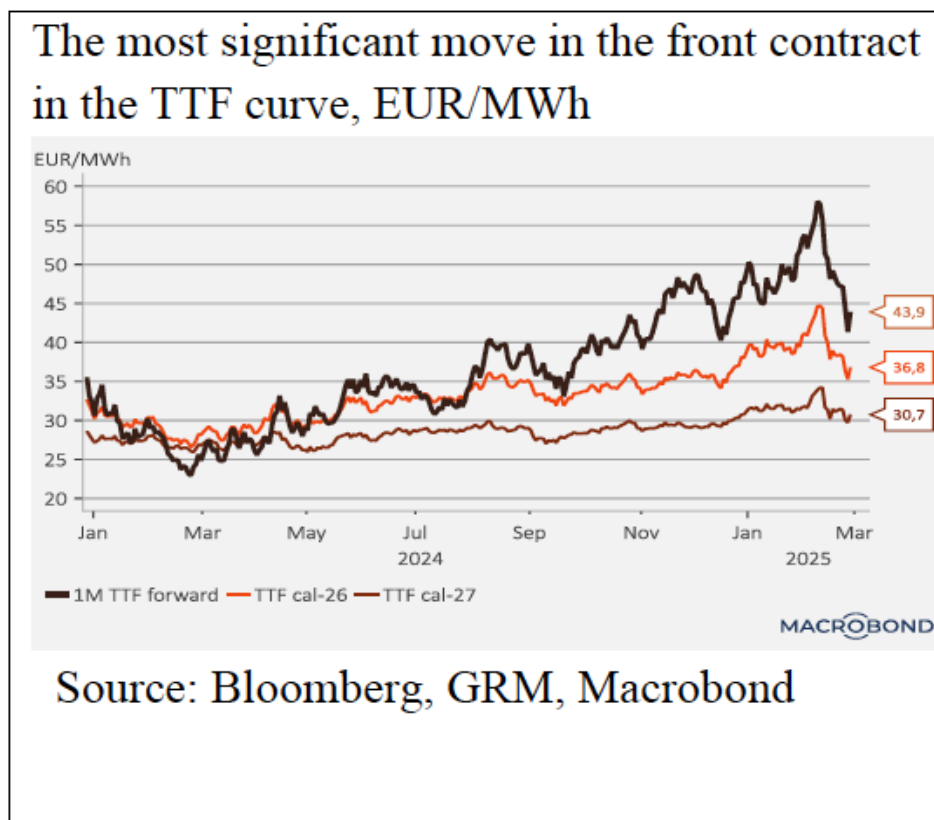
¹ <https://naukawpolsce.pl/aktualnosci/news%2C106712%2Czmarl-prof-astrupczewski-specjalista-ds-analiz-bezpieczenstwa-reaktorow>

² https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/China/pdf/china-2023.pdf

W 2024 Chiny odpowiadały za 23,5 proc. światowego importu LNG. Import Chin wzrósł o 11,5proc. r/r w 2024 r. do 34,8 mln ton. Import UE wzrósł o 11,2 proc. r/r w 2024 r. do 21,4 mln ton. Terminale gazowe UE otrzymały 14,5 proc. światowego wolumenu LNG dostarczanego drogą morską.

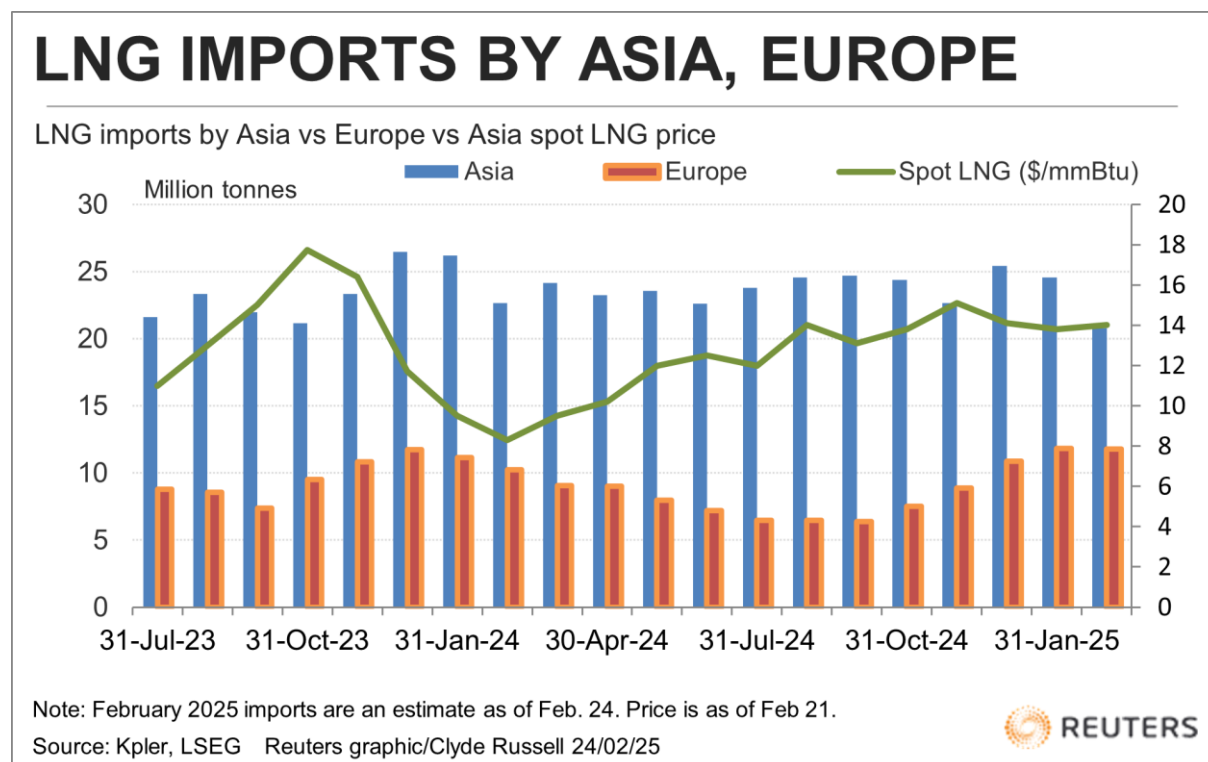
³ <https://www.kpler.com/market/lng>

⁴ Opr. na podst.: <https://www.reuters.com/markets/commodities/asia-lng-imports-set-drop-22-month-low-europe-surge-drives-prices-russell-2025-02-24/> także https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf oraz https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/?utm_source=ngwu&utm_medium=email



Rys. 1. Ceny gazu ziemnego na TTF do końca lutego 2025.

Źródło: Bloomberg; GRM Market Update

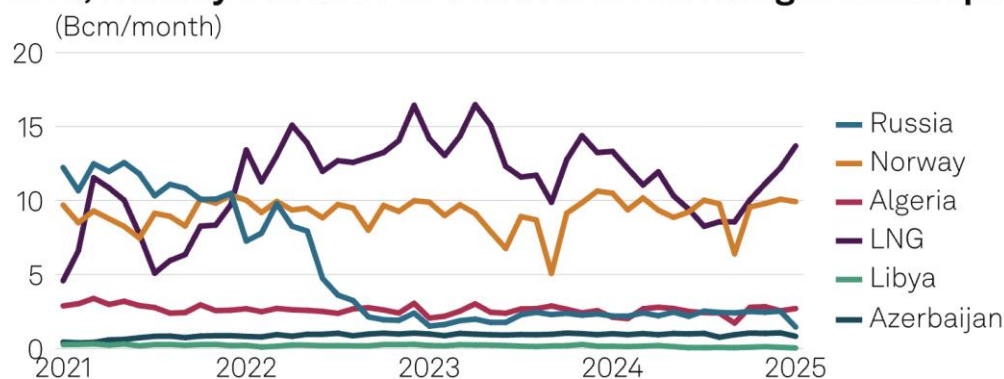


Rys. 2. Import LNG w Azji i Europie oraz azjatyckie ceny spot LNG do końca lutego 2025.

Źródło: Kpler, LSEG, Reuters (przypis 4)

Zarabia na tym znakomicie od lat Norwegia i niestety dostawcy rosyjskiego LNG⁵.

LNG, Norway continue to offset lost Russian gas in Europe



Note: Country-specific sources are for pipeline gas.

Shows imports into EU-27, UK, Balkans. Excludes Turkey

Source: S&P Global Commodity Insights

Rys. 3. LNG, Norwegia wypiera w Europie gaz rosyjski rurociagowy. [mld m³/m-c]

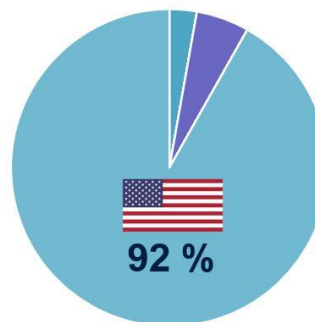
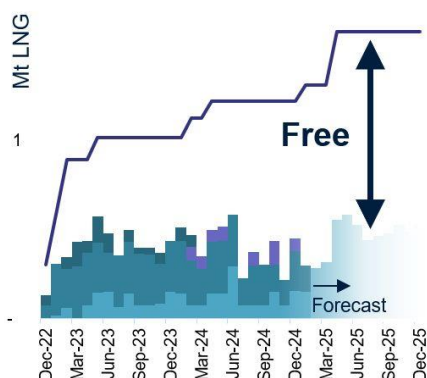
Źródło: S&P Global Commodity Insight

A największy problem definiujemy w Niemczech, które dwa lata po inauguracji pierwszego FSRU w Wilhelmshaven mają bardzo niskie zużycie i zapotrzebowanie na gaz ziemny jako największa gospodarka Europy z wielokrotnie większym zużyciem gazu ziemnego niż Polska.

German LNG faces low market demand

Moderate capacity use

Supply little diversified



ICIS

Rys. 4. Dostawy LNG z USA do Niemiec, wolne zdolności regazyfikacyjne.

Źródło: ICIS.

⁵ https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/crude-oil/021325-interview-eu-sanctions-relief-would-rest-on-russian-accountability-for-conflict?utm_source=marketo&utm_campaign=dailyupdate_02_20_25&utm_content=globaltrade&mkt_tok=N-DkxLVZORy03OTAAAAGYwfzOvJe7jjXWOxQCtM2IEFdC3baJFuHzoOCZcssxgiyq7yiQHWl8aecY8NZw4-C9AywYlUriGmPisjb_M9oNeoN5oYDqabQzhF1iTAz0CQ

Według wstępnych danych Niemieckiej Federalnej Agencji Sieciowej (Bundesnetzagentur), w 2024 r. Niemcy zużyły 844 TWh gazu ziemnego (~78 mld m³), co stanowi wzrost o 3,5 proc. w porównaniu z rokiem '23, ale jest to wynik niższy o 14 proc. od średniego zużycia gazu w latach 2018–21. Pospieszny pęd Niemiec otwierając rynek LNG został uznany za sukces w początkowej fazie. Tempo, w jakim kraj zdołał zbudować infrastrukturę i zabezpieczyć dostawy, które zastąpiły rosyjskie dostawy gazu, zostało nazwane nową nazwą "Deutschland-Tempo". Dziś terminale Stade i Lubmin są prawie w ogóle nie wykorzystywane. W styczniu 2025 r. w Niemczech rozładowano tylko trzy statki. Niemieccy operatorzy LNG DET (Deutsche Energy Terminal GmbH)⁶ oraz Deutsche ReGas⁷ zmagają się z niższym popytem w nowych warunkach rynkowych. DET rozważał częściowe wyłączenie mocy produkcyjnych w Wilhelmshaven w pierwszym kwartale 2025 r., a nowy obiekt Stade był wielokrotnie przekładany. Pozwy sądowe prowadzone są przez organizacje ekologiczne, które skutecznie blokują zasoby. Pojawiają się także skargi konkurentów Deutsche ReGas i Hanseatic Energy Hub⁸ dotyczące nieuczciwych warunków rynkowych. Niemieckie terminale w dużej mierze opierają się na wolumenach krótkoterminowych transakcji na rynkach spot, głównie pochodzenia amerykańskiego. Uzależnienie od wolumenów spotowych stawia niemieckie terminale w niekorzystnej sytuacji w porównaniu z innymi terminalami lądowymi w krajach sąsiednich, ponieważ krótkoterminowe rezerwacje zdolności przepustowych są zwykle droższe niż długoterminowe rezerwacje zdolności regazyfikacyjnych. UE jednak jasno wskazuje, że import LNG ma wzrosnąć przez oczekiwane duże zatłaczanie gazu do podziemnych magazynów gazu (PMG). Średnie wykorzystanie terminali w Europie wzrosło do 45% w styczniu 2025 r. z 36% w III kwartale 2024 r. Niemiecki Wilhelmshaven jest wykorzystywany w 80% przy zmniejszonej pojemności (40% pełnej pojemności), Brunsbüttel w 80% przy pełnej pojemności, a Stade i Lubmin przy zerowej. Jest więc miejsce na więcej LNG w Niemczech w 2025 roku, także import tą drogą przez Polskę, czy nawet Ukrainę⁹. Wolumeny w niemieckich magazynach gazu gwałtownie spadły w lutym – analitycy mówią, że to także efekt w/w polityki i tego, że w marcu czeka nas cieplejsza aura, a Europa cenowo pozostaje atrakcyjnym celem dla marcowych dostaw. Tyle tylko, że to może oznaczać spadek cen w systemie dnia następnego pod koniec marca i sprawić, że spadną one poniżej cen letnich - zobaczymy. Gdyby zdarzyło się to w normalnym roku, handlowcy mogliby kupić nadwyżkę gazu i umieścić ją w magazynach, zapobiegając dalszemu spadkowi ceny/ notowania dnia następnego. Ale w tym roku, czekając na polityków, nikt nie kupił letniej pojemności magazynowej! Poziom zapasów w UE w lutym spadł poniżej 40 proc., a zapasy są obecnie o prawie 25 mld m³ niższe niż w zeszłym roku. Oznacza to, że UE musiałaby wprowadzić do magazynów prawie 20 mld m³ więcej gazu niż w 2024 r., aby osiągnąć cel magazynowania na poziomie 90%.

Ponadto oczekuje się, że import gazu rurociągami do UE spadnie w związku z wstrzymaniem rosyjskiego tranzytu gazu rurociągami przez Ukrainę (-8 mld m³) i niższym wydobyciem gazu w Norwegii (-3 mld m³). Wzrostowa ekspozycja widoczna na TurkStream i z Afryki Północnej nie jest w stanie zrekompensować tych niedoborów a krajowe / unijne wydobycie ma dalej spadać, przy czym produkcja gazu na brytyjskim szelfie kontynentalnym ma spaść o blisko 10% – Tyra (duńskie złożo, z którego mamy dostawy do Polski) i Sakarya tylko częściowo rekompensują te niedobory.

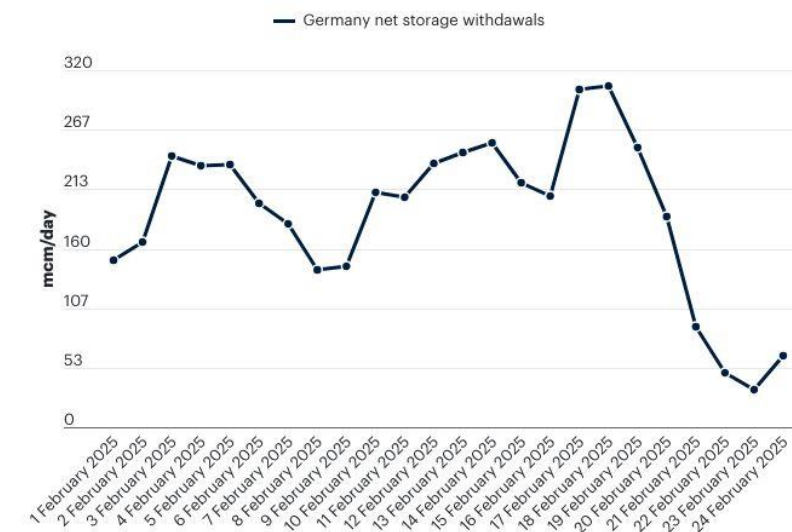
⁶ <https://energy-terminal.de/de>

⁷ <https://deutsche-regas.de/>

⁸ <https://www.hanseatic-energy-hub.de/>

⁹ Opr. na podstawie danych ICIS Andreas Schroeder.

German storage withdrawals drop sharply



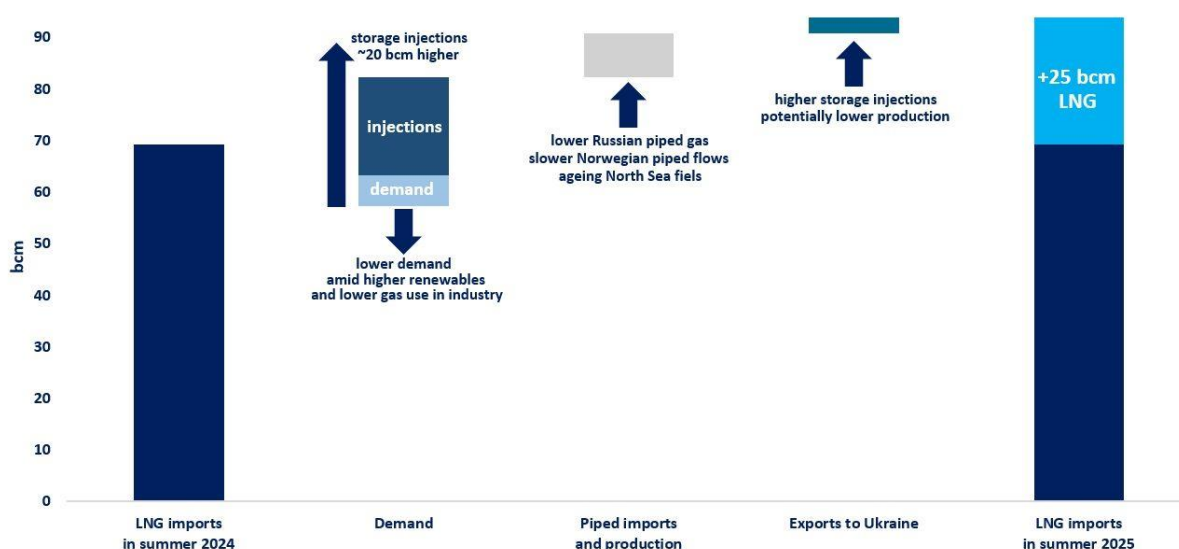
Source: ICIS



Rys. 5. Odbiór gazu ziemnego z niemieckich PMG.

Źródło: ICIS.

Europe's LNG imports could surge by more than one-third this summer



Rys. 5. Prognoza importu LNG do Europy

Źródło: ICIS.

W lutym pojawił się coroczny raport LNG Shell Outlook:¹⁰

Shell prognozuje około 60 proc. wzrost globalnego popytu na LNG do 2040 r. w porównaniu z obecnymi poziomami i zakłada, że popyt w 2040 r. wyniesie od 630 mln do 718 mln ton rocznie (Mtpa), czyli więcej niż prognozowano w zeszłym roku (625-685 Mtpa). Kluczowe czynniki wzrostu wg Shell to:

- Azjatycka ekspansja gospodarcza: Rosnąca konsumpcja w Chinach, Indiach i Azji Południowo-Wschodniej ma kluczowe znaczenie dla wzrostu popytu.
- Potrzeby w zakresie dekarbonizacji: Przemysł ciężki i sektory transportu coraz częściej zwracają się ku LNG w celu szybszej redukcji emisji, niż gdyby nadal polegały na węglu lub ropie naftowej.
- Bezpieczeństwo energetyczne i integracja odnawialnych źródeł energii: Europa pozostaje zależna od importu LNG w celu uzupełnienia energii odnawialnej i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw, zwłaszcza po ograniczeniu importu rurociągami.¹¹

Venture Global¹² ogłosiło w końcu datę rozpoczęcia działalności instalacji Calcasieu Pass LNG w Luizjanie na połowę kwietnia 2025 r. w związku z trwającymi sporami z długoterminowymi klientami dotyczącymi sprzedaży na rynku spot. Zakład eksportuje od marca 2022 r., osiągając średnie wykorzystanie na poziomie 92 proc. i obsługując przede wszystkim rynki europejskie po odcięciu dostaw rosyjskiego gazu. Kwietniowa data komercyjnego uruchomienia umożliwi długoterminowym klientom – w tym ORLEN rozpoczęcie dostaw, prawie trzy lata po tym, jak obiekt po raz pierwszy rozpoczął transport LNG. Ciekawe? Prawda?

Calcasieu Pass LNG został zaprojektowany do eksportu ok. 10 mln ton LNG rocznie. Położony na działce o powierzchni 432 akrów obiekt cieszy się bliskością kilku głównych międzystanowych i wewnątrzystanowych rurociągów gazu ziemnego. Okres uruchomienia obiektu to mniej niż 68 miesięcy od momentu podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej. W tym okresie projekt musiał stawić czoła poważnym wyzwaniom, w tym dwóm huraganom, pandemii Covid-19 i komplikacjom produkcyjnym. Długoterminowi odbiorcy gazu, tacy jak Shell czy BP, twierdzili, że Venture Global naruszyło przepisy FERC, składając zredagowane dokumenty, które zaciemniały status operacyjny zakładu Calcasieu Pass LNG, omijając wymogi przejrzystości i kontrolę publiczną. Raporty z lipca 2023 r. wskazywały, że Shell i BP oddzielnie złożyły wniosek o arbitraż przeciwko Venture Global w związku z niewypełnionymi zobowiązaniami w zakresie dostaw LNG. Na ostatniej konferencji wynikowej prezes Orlenu też potwierdził arbitraż. W październiku 2024 r., włoski Edison wszczął międzynarodowe postępowanie arbitrażowe w sprawie naruszenia umowy. Podczas gdy Venture Global przypisywał opóźnienie problemom technicznym, Edison odparł, firma wyeksportowała już

¹⁰ https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2025/jcr_content/root/main/section_125126292_co/promo_copy_copy_copy/links/item0.stream/1740435994709/e82e04e3feeead3c5948e8b339352060efa0e807/Shell%20LNG%20Outlook%202025%20FULL%20report,%20final%20approved%2024.02.pdf

¹¹ https://www.shell.com/news-and-insights/scenarios/the-2025-energy-security-scenarios.html?utm_source=substack&utm_medium=email

¹² https://investors.ventureglobal.com/news/news-details/2025/Venture-Global-Announces-Commencement-of-Commercial-Operations-at-Calcasieu-Pass/default.aspx?utm_source=substack&utm_medium=email

355 ładunków z rynku spot, generując przychody przekraczające 20 miliardów dolarów. Według naszych danych i wyliczeń, eksport z zakładu wyniósł na koniec stycznia 25,17 mln ton.

Venture Global rozpoczął eksport LNG w marcu 2022 roku. Do września 2022 r. zakład osiągnął nominalną zdolność produkcyjną na poziomie 10 mln ton rocznie, a w listopadzie 2022 r. został w znacznym stopniu ukończony. Z naszych danych wynika, że w tym miesiącu Calcasieu Pass LNG działało na poziomie około 72 procent rocznego wykorzystania mocy produkcyjnych. Średnie wykorzystanie w okresie od listopada 2022 r. do stycznia 2025 r. wyniosło około 92 proc. dzięki ciągłemu wzrostowi wyników rok do roku. Zdarzało się, że zakład produkował również ponadprzeciętne moce, głównie dostarczając LNG do Europy. Wejście Venture Global na rynek zbiegło się w czasie z gwałtownym wzrostem popytu na LNG w Europie w związku z poważnymi cięciami importu rosyjskiego gazu rurociągowego. Z naszych danych wynika, że ponad dwie trzecie dostaw LNG z Calcasieu Pass zostało przekierowanych do Europy.

20 lutego Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) zezwoliła Venture Global na zwiększenie zdolności przetwórczych i eksportowych swojego najnowszego projektu LNG, Plaquemines w Luizjanie. Zgoda oznacza, że Venture Global może teraz zwiększyć zdolność produkcyjną Plaquemines LNG do 27,2 miliona ton rocznie, w porównaniu z 24 milionami ton wcześniej planowanymi. Plaquemines LNG wysłał swój pierwszy ładunek rozruchowy pod koniec grudnia, eksportując LNG do Niemiec. Zakład będzie w fazie rozruchu przez co najmniej kolejny rok, co oznacza, że klienci długoterminowi otrzymają swoje pierwsze ładunki w 2026 i 2027 roku. Chociaż FERC przyznała, że emisje gazów cieplarnianych związane z projektem wzrosną, nadal pozostaną na akceptowalnym poziomie. W zeszłym miesiącu Venture Global wszedł na giełdę, pozyskując 1,75 miliarda dolarów, co daje łączną wycenę 60 miliardów dolarów.

O białym wodorze pisałem wielokrotnie. W lutym pojawiła się informacja¹³, że znaczące pokłady wodoru mogą znajdować się w Europie pod Alpami. Jednym z największych wyzwań energetycznych XXI wieku jest znalezienie zrównoważonych alternatyw dla paliw kopalnych. Wodór gazowy (H₂) może być świetną opcją. Natura już teraz wytwarza wodór w procesach geologicznych i biochemicznych, a ten "naturalny H₂" został w dużej mierze pominięty jako potencjalne źródło energii. Ostatnie badania wykazały, że naturalny H₂ powstaje w procesie zwanym serpentynizacją, w którym niektóre minerały w skałach głębinowych reagują z wodą. Dzieje się to efektywnie wzdłuż grzbietów śródoceanicznych i stref ryftowych pod oceanem, ale ekstrakcja wodoru z tych głębin morskich nie jest praktyczna. Zamiast tego naukowcy skupiają się na obszarach, w których skały te są odsłonięte na lądzie, takich jak Oman, Nowa Kaledonia, Albania i Kosowo. Problem polega na tym, że serpentynizacja działa najlepiej w wysokich temperaturach (powyżej 200°C), a wodór w pobliżu powierzchni jest szybko zużywany przez inne reakcje chemiczne. Oznacza to, że płytkie źródła wodoru są prawdopodobnie zbyt małe, aby były użyteczne. Najlepszym rozwiązaniem dla ekstrakcji wodoru na dużą skalę może być wydobywanie wodoru ze znacznie głębszych warstw ziemi, ponad 10 km w dół, gdzie naturalny H₂ tworzy się od milionów lat. Dowody na tak głęboką produkcję wodoru znaleziono w europejskich Alpach i zachodnich Pirenejach. Te pasma górskie powstały w wyniku ogromnych zmian geologicznych, które zbliżyły skały głębinowe do powierzchni,

¹³ <https://www.insnet.org/advances-in-white-hydrogen-and-small-waterpower/>;
<https://www.sciencefocus.com/news/hydrogen-gas-mountains>

umożliwiają im interakcję z wodą i dalszą produkcję wodoru. Naukowcy wciąż próbują w pełni zrozumieć te procesy, ponieważ są one kluczem do uwolnienia naturalnego wodoru jako czystego źródła energii. Oby się udało. Na zakończenie grafika S&P Global Commodity Insight¹⁴.

Sanctions on Russian commodities tracker

Updated Feb. 12, 2025

Russia's invasion of Ukraine has triggered wide-ranging sanctions on Russian commodities. Here are some of the key sanctions on commodities production, supply and financing as we approach three years since the conflict began.

Oil

Platts Dated Brent

Range: **167.08 \$/b**



EU import ban, G7 price cap on Russian crude
EU bans imports of most seaborne Russian crude and refined products

Russian oil price caps
EU, G7, Australia approve \$60/b price cap for Russian crude. Group agrees cap of \$100/b on products that typically trade at a premium to crude and \$45/b on those that generally trade at a discount to crude.

Technology, goods sanctioned
Export of some equipment and technology used in oil production and processing to Russia is prohibited

Key sanctions targets

- Rosneft
- Transneft
- Surgutneftegas
- Gazprom Neft
- Lukoil
- Alexander Novak (deputy PM, OPEC+ negotiator)

Metals

Platts HRC N Europe

1920 Eur/mt



Metals import/export bans
Restrictions imposed on EU imports of Russian steel, iron and pig iron, copper and aluminum wires, tubes and pipes

EU relief for Ukrainian steel exports

The EU implements a duty-free trade regime for Ukrainian steel, freezes all antidumping measures

Additional 35% tariffs levied on UK imports of Russian metals
Copper, aluminum, lead, silver, iron, steel, iron ore, platinum, palladium impacted

Key sanctions targets

- TMK
- Evraz
- OMK
- Severstal
- Nor Nickel
- Metalloinvest
- MMK

Natural gas

Platts Dutch TTF

1293.12 Eur/MWh



Nord Stream pipeline halted
Deliveries via Nord Stream network stalled on sanctions & attack

LNG sanctions

Arctic LNG 2 sanctioned. Sanctions on Portovaya, Vysotsk projects and Russian LNG transshipment in the EU to come into force in Q1 2025

Russia switches to ruble payments
Russia insists on ruble payment for gas supplied to sanctioning countries. Several countries cut off on refusal to comply

Russian gas phase-out
EU countries to phase-out Russian gas imports by 2027

EU ramps up LNG, storage capacity
EU introduces gas storage target of 90% by start of winter. LNG import capacity up 40 bcm/year since early 2022

Key sanctions targets

- Alexei Miller (Gazprom)
- Gennady Timchenko
- Leonid Mikhelson (Novatek)

Shipping

Platts Dirty Black Sea Med

1455 Wsc (\$/bkt)



Sanctioned fleet
Restrictions imposed on over 200 tankers shipping Russian fuel

Russian oil insurance, financing restrictions

EU bans insurance and financing for seaborne transport of Russian oil above price caps to third countries

Tight G7 price cap enforcement

Shipowners, insurers and others on supply chain required to prepare attestations per voyage

UK/US/EU ports ban Russian-affiliated ships

Russian ships carrying oil, wheat and other commodities rerouted

Key sanctions targets

- Sovcomflot
- Zvezda shipyard

Agriculture

Platts Black Sea Wheat

1258 \$/mt



Banking sanctions impact
Sanctioned VTB sells stake in Denkra Holding, which controls two Black Sea terminals with combined 17 mmt capacity

International companies withdraw

Multinational companies exit Russian grains market in July 2023

Restrictions on access to USD
Wheat sellers forced to consider currency alternatives including the dirham, ruble and Turkish lira

Key sanctions targets

- Vadim Moshkovich (Rusagro)
- Andrei Melnichenko (Eurochem)

Petrochemicals

Platts Methanol FOB Rdam

1276 Eur/mt



Russian access to some chemicals, plastics cut
Exports of some chemicals and plastics to Russia are banned

EU bans some chemicals imports from Russia
EU blocks imports of Russian methanol and helium

South Korea halts exports of MTBE to Russia

South Korea had shipped two cargoes pre-war

UK imposes additional 35% tariff on Russian tire imports
Michelin announces production halts at some European plants on logistical issues

Key sanctions targets

- Sibur
- TATF

Transacting

Ruble vs Dollar

169.22



Banking sanctions
Major Russian banks sanctioned, disconnected from SWIFT. Some Russian assets abroad seized

Trading barriers

Payment for many Russian commodities blocked by sanctions on Russian banks

Growing use of dollar alternatives
Russia introduces ruble payment mechanism for natural gas. Sanctions accelerate Russia's bid to move away from the US dollar

Key sanctions targets

- Banks VTB
- Sberbank
- Gazprombank
- Elvira Nabludina (Central Bank Governor)
- Anton Siluanov (Finance Minister)

S&P Global
Commodity Insights

Source: S&P Global Commodity Insights, Russian Central Bank

Credit: Rosemary Griffin, CI Content Design. Copyright © 2025 by S&P Global Inc. All rights reserved.

¹⁴ <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/crude-oil/031722-infographic-russia-sanctions-ukraine-energy-commodities-explained>