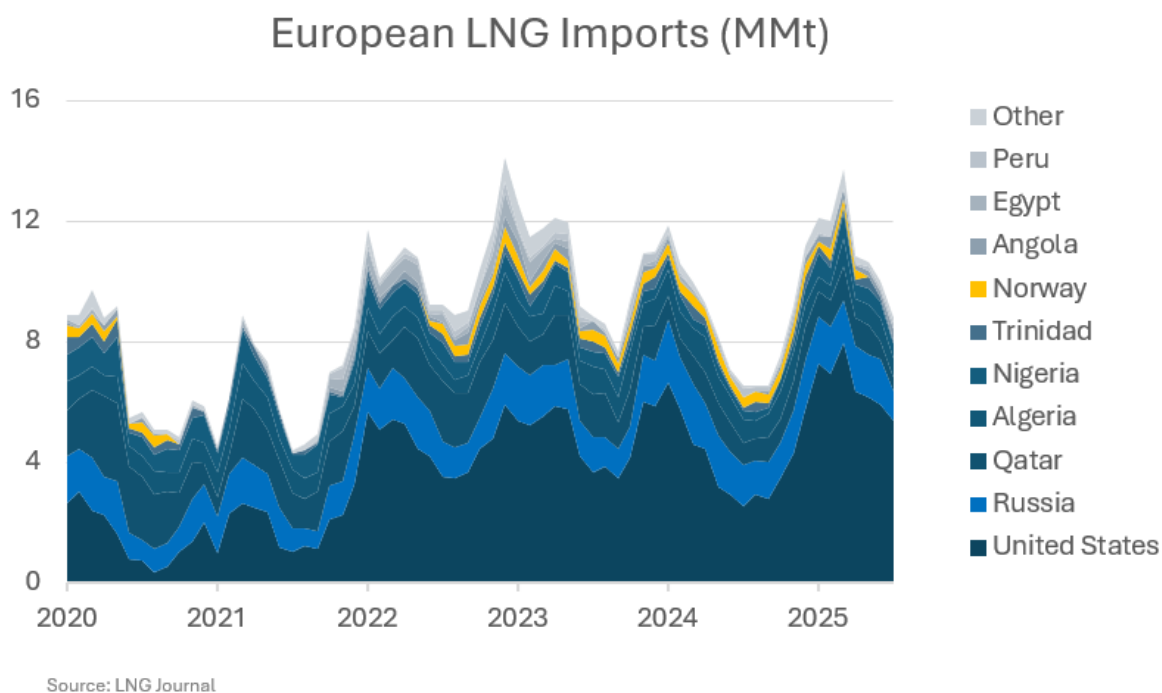


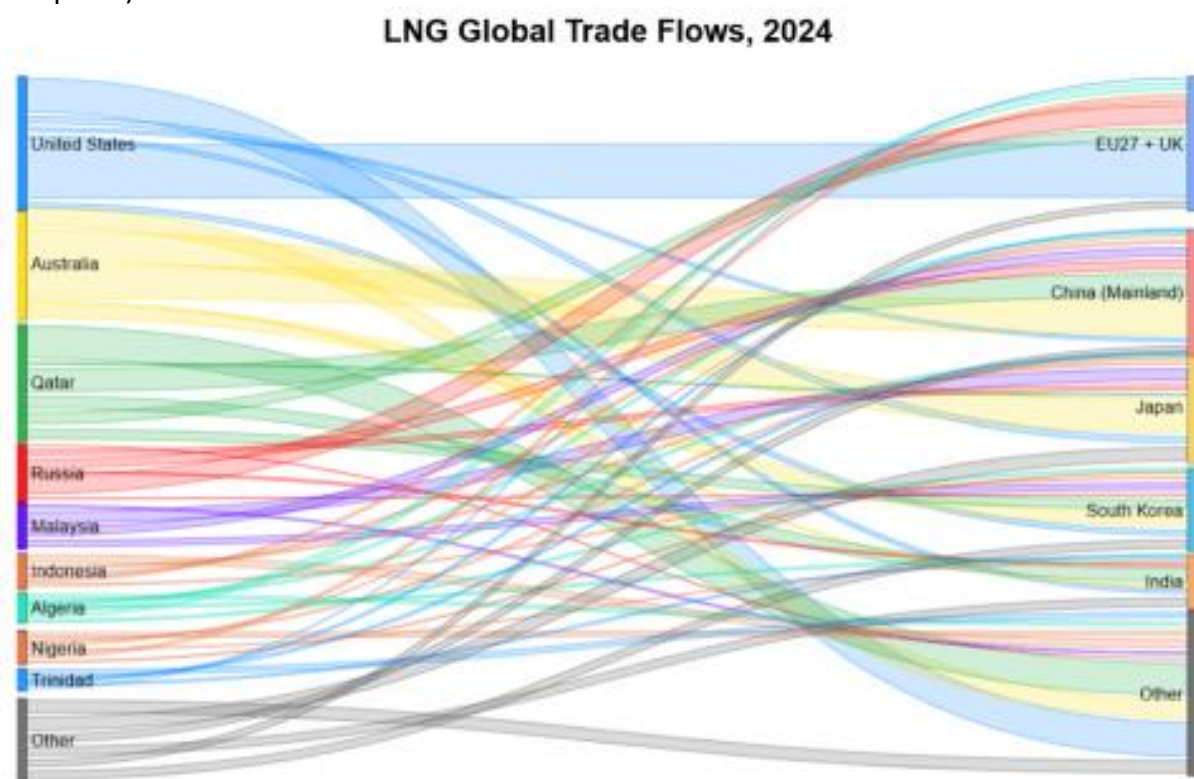
Miesięczne zmiany w produkcji energii elektrycznej w Polsce w obszarze źródeł gazowych – komentarz: Andrzej P. Sikora Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

3 sierpnia 2025 roku Equinor uruchomił ponownie (pierwotny termin minął w połowie lipca) terminal LNG Snøhvit po planowej, trwającej ponad trzy miesiące przerwie konserwacyjnej. (Co prawda w sobotę 16/08 ogłoszono jeszcze odstawienie na 48 godzin ze względu na przegrzanie się transformatora elektrycznego, ale obecnie jest już wszystko w porządku). Zakład Hammerfest to największy w Europie obiekt eksportowy LNG, oferujący przepustowość około 4,2 mln t/r od 2007 roku. Złoże gazu Snøhvit, położone około 140 km na północny zachód od Hammerfest na Morzu Barentsa, przeszło gruntowne prace na trzech platformach produkcyjnych. Zakres prac obejmował wymianę zaworów bezpieczeństwa w odwiercie, wzmocnienie stabilności rurociągów oraz instalację zmodernizowanych systemów wtrysku antyhydratowego w celu utrzymania nieprzerwanego przepływu gazu ziemnego do zakładu. Elektryfikacja instalacji LNG, której ukończenie planowane jest na 2030 rok, przyniesie znaczne korzyści środowiskowe przez eliminację emisji 850 000 ton CO₂ rocznie - co odpowiada około 2% całkowitej emisji dwutlenku węgla w Norwegii. Inicjatywa ta zakłada zastąpienie istniejących turbin gazowych energią pochodzącą z sieci energetycznej z kontynentalnej części Norwegii, co znacznie zmniejszy wpływ instalacji na środowisko, przy jednoczesnym zachowaniu jej zdolności operacyjnej do 2050 roku. W miarę jak Europa zmniejsza zależność od rosyjskiego gazu, powrót norweskiego LNG zwiększa elastyczność regionalnych przepływów handlowych i pomaga ustabilizować zimowe magazynowanie i ceny. Nieobecność Snøhvit LNG na rynku w tym roku dodatkowo utrudniła europejskim nabywcom ograniczenie importu rosyjskiego LNG. Podczas gdy skumulowany wzrost dostaw do Europy spowolnił w przypadku wszystkich głównych eksporterów w drugim kwartale i na początku trzeciego kwartału tego roku, w przypadku dostaw z Rosji to spowolnienie było najmniejsze.



Rys. 1. Dostawy - import gaz ziemny / LNG do Europy na koniec lipca '25. [mln t].
Źródło: ICIS; LNG Journal.

Popatrzmy szerzej na rynek gazu w Europie i perspektywy popytu na LNG, szczególnie w kontekście podpisanych umów na dostawy „energii” z USA do UE i pozycji Kataru, o której obiecałem ciut więcej napisać poprzednio. Ogłoszona pod koniec lipca umowa handlowa „ma na celu wzmocnienie relacji między USA a UE, wykres Sankeya na rysunku 2 pokazuje, że wyraźna współzależność między podażą w USA a popytem w Europie (duży, poziomy niebieski link od lewego górnego rogu do prawego górnego rogu) jest już dobrze ugruntowana. UE jest najbliższym, dużym rynkiem zbytu dla LNG pochodzącego z USA, a utrzymujący się deficyt handlowy UE z USA - 236 miliardów dolarów w 2024 roku - stwarza wyraźną szansę dla LNG pochodzącego z USA. Należy jednak zauważyć, że obietnica UE dotycząca zwiększenia importu energii z USA do 250 miliardów dolarów rocznie wydaje się mało prawdopodobna. Według amerykańskiej Komisji Handlu Międzynarodowego, łączna wartość eksportu energii ze Stanów Zjednoczonych w 2024 r. wyniosła 328 mld USD, przy czym w gronie 15 największych importerów znalazły się tylko cztery państwa europejskie (Francja, Niemcy, Holandia i Hiszpania)”.



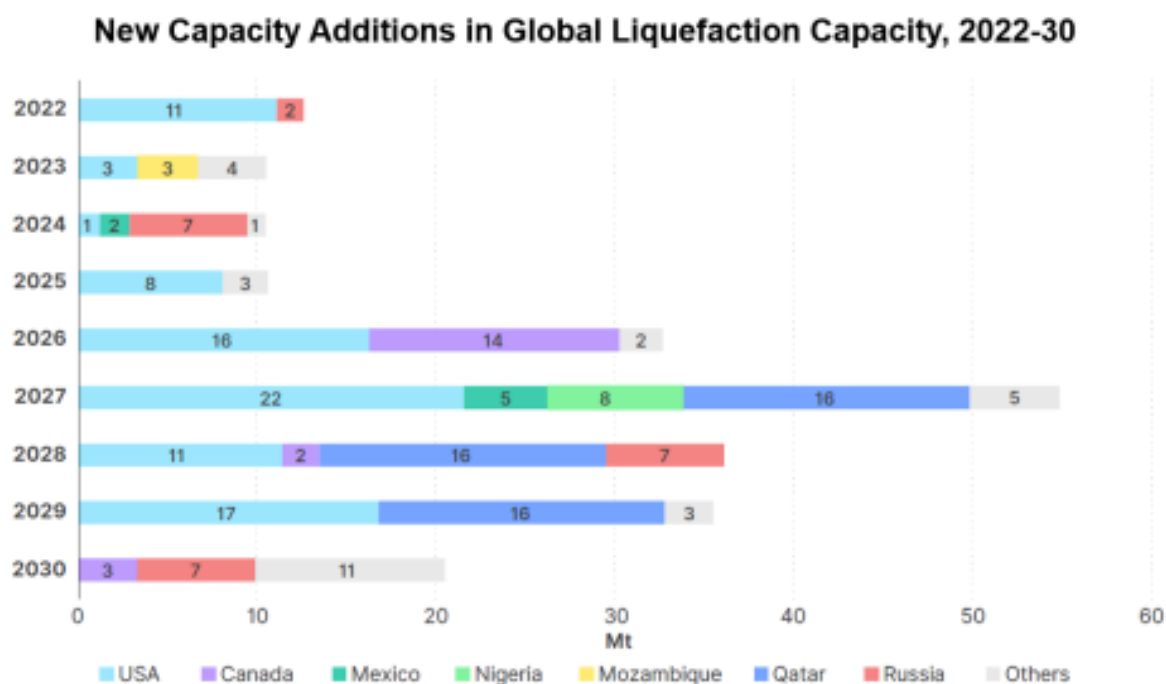
Rys. 2. Wykres Sankeya światowe przepływy w 2024 r. [mln t].

Źródło: ACER; RBN Energy.

W komentarzu lipcowym pisałem o nadchodzącej fali wzrostu podaży LNG w USA, która ma rozpocząć się w 2026 r. i potrwać do 2029 r. W tym okresie 71–74 mln ton rocznie (MMtpa; 9,4–9,8 mld stóp sześciennych dziennie) amerykańskich zdolności skraplania zostanie dodane do istniejących 85 mln ton rocznie (11,3 mld stóp sześciennych dziennie). Choć ta perspektywa wydaje się optymistyczna dla amerykańskich projektów LNG i ich odbiorców, Stany Zjednoczone nie są jedynym dostawcą LNG, który zwiększa swoje możliwości eksportowe. Katar, dzięki kolejnej rozbudowie ogromnego złoża North Field, ma zwiększyć zdolności produkcyjne o 48 mln ton rocznie (6,4 mld stóp sześciennych dziennie) w latach 2027–2029¹.

¹ Wg Oilprice.com „[...] jest to część szerszego programu zwiększenia produkcji, który doprowadzi do wzrostu produkcji LNG w emiracie z obecnych 77 mln t/r do 110 mln t/r do końca 2026 roku, do 126 mln t/r do końca 2027 roku i do 142 mln t/r do

Katar ma szereg atutów jako dostawca LNG, ponieważ jego koszty produkcji są najniższe na świecie (najtańszy surowiec – gaz ziemny do produkcji LNG ma Rosja w Jamale), częściowo dzięki NGL (zawartości kondensatu i produktów ubocznych w tym LPG), które charakteryzują złoża gazu Khuff zasilające kompleks przemysłowy Ras Laffan. Oznacza to, że Katar może tolerować niższe ceny LNG niż konkurenci z USA, których koszt LNG jest w dużym stopniu zależny od ceny w Henry Hub. To znacząca uwaga dla Orlen, który jak rozumiem już siedzi przy stole negocjacyjnym z Katarzem – pogłoski o nowych możliwych ofertach/kontraktach to tajemnica Poliszynela.



Rys. 3. Nowe zdolności skraplania LNG 2022-2030 [mln t].

Źródło: ACER; RBN Energy.

Jeśli chodzi o odległości dostaw do rynków zbytu, wybór między tymi dwoma źródłami jest niewielki, mimo że ładunki z Kataru będą transportowane przez Kanał Sueski po ustaniu konfliktów na Bliskim Wschodzie. Katar jest bliżej odbiorców z regionu Morza Śródziemnego, podczas gdy Stany Zjednoczone są bliżej Europy Północno-Zachodniej, także Polski. Katar dysponuje jednak bardzo ważnym atutem w postaci mocy importowych, niedawno zarezerwowanych przez kontrolowaną przez państwo firmę QatarEnergy w kluczowych terminalach europejskich. (Katar dysponuje również istniejącymi mocami w terminalu

końca 2030 roku. Prognozuje się, że do tego czasu Katar będzie odpowiadał za co najmniej 40% wszystkich nowych dostaw LNG na świecie. W ocenie ekspertów Waszyngton nie pozwoli, by zniweczyło to jego monumentalne wysiłki do uniezależnienia Niemiec i całą Unię Europejską – od rosyjskich dostaw gazu i ropy. „Ta strategia sankcji wobec Rosji jest kluczowa dla osłabienia jej zdolności finansowych do kontynuowania walk na Ukrainie, a następnie do dalszego rozwoju na zachód”, [...] „a pozbawienie Chin swobodnego dostępu do tak dużej ilości katarskiego LNG, jakiej zapragną, jest również kluczowe dla utrudnienia realizacji ich planów inwazji na Tajwan w dłuższej perspektywie”. Obecnie inwestycje w katarski projekt rozbudowy North Field wyniosły około 83 mld USD przy czym większość zagranicznego wkładu pochodziła od firm zachodnich, w tym amerykańskich ExxonMobil i ConocoPhillips, brytyjskiego Shella, francuskiego TotalEnergies i włoskiego Eni.

Por.: https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Qatar-to-Supply-40-of-New-Global-LNG-by-2030-Amid-Geopolitical-Tug-of-War.html?utm_source=substack&utm_medium=email

importowym LNG na Adriatyku u wybrzeży Rovigo we Włoszech i zaopatruje Włochy za pośrednictwem tego obiektu od ponad 16 lat).

Qatar LNG Capacity Recently Booked at European Terminals			
Terminal	Booked Capacity (MMtpa)	Period	Note
Isle of Grain	7.2	2025-30	Signed October 2020
South Hook	13.5	2025 onward	Based on expanded capacity from 2025
Zeebrugge	6.7	2025-44	Original terminal capacity
Montoir	3	To 2035	Signed February 2020
Total	30.4		

Rys. 4. Nowe zdolności regazyfikacji w Europie LNG przez QATAR w latach 2025-2030 [mln t].

Źródło: RBN Energy

Chociaż Katar nie dysponuje żadnymi mocami przerobowymi w terminalach niemieckich (tak jak je ma w Świnoujściu), podpisał w 2022 roku umowę na dostawę 2 mln ton rocznie do terminalu Brunsbüttel od 2026 roku na 15 lat, wykorzystując w ten sposób całą moc, z wyjątkiem 0,8 mln ton rocznie, zarezerwowaną wcześniej przez ConocoPhillips. Łącznie te rezerwacje mocy pozwalają Katarowi na dostawę do 41 mld m³ (4 mld stóp sześciennych dziennie) do UE i Wielkiej Brytanii, co stanowi około jednej trzeciej importu LNG między UE a Wielką Brytanią w 2024 roku. Jest mało prawdopodobne, aby Katar w pełni wykorzystał swoje moce przerobowe, a warto zauważyć, że część wolumenów prawdopodobnie będzie pochodzić z projektu Golden Pass LNG w Teksasie (w którym QatarEnergy jest 70% właścicielem), ale import dodatkowych 20 mln ton rocznie (2,65 mld stóp sześciennych dziennie) z Kataru mieści się w zakresie jego możliwości, co stawia go w bardzo silnej pozycji, ponieważ ma on zagwarantowany dostęp do rynków downstream gazu poprzez rezerwacje terminali. Co więcej, zapewnia to również przewagę cenową, ponieważ zregazyfikowany LNG z Kataru będzie sprzedawany po cenach zbliżonych (lub równych) do cen w terminalach, takich jak TTF, podczas gdy sprzedawcy LNG, którzy nie mają przepustowości terminalu i polegają na sprzedaży z dostawą z portu (DES), otrzymają niższą cenę. Zniżka między cenami DES i TTF w Europie Północno-Zachodniej jest zmienna i w przypadku nadpodaży można się spodziewać jej wzrostu, ze szkodą dla sprzedawców LNG. Stwarza to poważne wyzwania dla dostawców LNG pochodzącego z USA, ponieważ tylko Venture Global i ConocoPhillips zarezerwowały przepustowość w terminalach w Europie, wraz z istniejącą przepustowością ExxonMobil w South Hook w Wielkiej Brytanii, jak pokazano na rysunku 4 poniżej. Sprzedawcy LNG ze Stanów Zjednoczonych skupiają się bardziej na sprzedaży FOB i nie chcą ponosić stałych kosztów rezerwacji przepustowości terminalu importowego.

U.S. LNG Producers With European Terminal Space				
Terminal	Company	Booked capacity (MMtpa)	Period	Note
Alexandroupolis	Venture Global	1	2025-30	
Isle of Grain	Venture Global	3	2029-45	Contingent on CP2 FID
Zeebrugge	ConocoPhillips	0.75	2027-2045	
Brunsbüttel	ConocoPhillips	2.8	Long term	2 MMtpa will come from Qatar
GATE	ConocoPhillips	1.5	2031-46	
South Hook	ExxonMobil	4.83	2025 onward	Based on equity ownership in terminal
Total		13.88		11.88 MMtpa excluding Qatar-contracted supply to ConocoPhillips

Rys. 5. Zablokowane zdolności regazyfikacji w Europie LNG przez producentów z USA w latach 2025-2045 [mln t].

Źródło: RBN Energy

Podnosiłem to wielokrotnie, że pozycja Kataru w światowym handlu LNG opiera się na długoterminowych kontraktach zabezpieczających sprzedaż produktu, co sprawia, że jest prawdopodobne, że Katar będzie dostarczał LNG do Europy ze swoich nowych ciągów technologicznych jako dostawę bazową. Francja zasygnalizowała, że jeśli rosyjski import LNG się zakończy, zastąpi go LNG z Kataru. Oznacza to, że LNG pochodzące ze Stanów Zjednoczonych – i od innych dostawców – może pełnić rolę stabilizowania wahań podaży. Oznacza to coroczne wahania popytu na amerykański LNG w Europie w obliczu spadkowego trendu popytu na gaz, zwłaszcza jeśli cele REPower EU mają zostać osiągnięte. Zasadniczo, amerykański LNG jest zagrożony presją cenową i wolumenową do 2030 roku, a sytuacja ta pogorszyłaby się, gdyby import gazu z Rosji został ostatecznie wznowiony w wyniku porozumienia pokojowego między Ukrainą a Rosją.

Istnieją również kwestie regulacyjne stwarzające znaczną niepewność dla dostawców LNG. Najnowszym z nich jest unijne rozporządzenie w sprawie metanu, które weszło w życie w sierpniu 2024 r. i nakłada na dostawców LNG obowiązek monitorowania, raportowania i walidacji (MRV) emisji metanu związanych z produkcją i dostawą LNG do UE. Sposoby realizacji tego celu określono w ramach MRV, które UE chce, aby przyjęli zagraniczni producenci ropy naftowej i gazu ziemnego. Katar odmówił tu na razie współpracy z UE stojąc przed tym wg nich dodatkowym wyzwaniem biurokratycznym w postaci unijnej dyrektywy w sprawie należytej staranności w zakresie zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw (CSDDD), która weszła w życie 25 lipca 2024 r.² Zgodnie z tą dyrektywą duże firmy w UE i poza nią, posiadające znaczącą obecność finansową w UE, są zobowiązane do zapewnienia, że ich działalność nie szkodzi pracownikom ani środowisku. Nieprzestrzeganie wytycznych dotyczących raportowania związanych z dyrektywą może skutkować karami finansowymi w wysokości do 5% globalnych obrotów firmy. Zastosowanie tej zasady już tylko do sprzedaży LNG przez Katar oznacza karę w wysokości 2 mld USD. Katar ostro zareagował na koncepcję tak surowych kar i zapowiedział, że nie będzie dostarczał LNG do Europy na mocy dyrektywy w jej obecnym brzmieniu³ - mamy 2 lata na jej implementację. Jak dotąd Katarczykom udaje się z powodzeniem utrzymywać delikatną równowagę między Wschodem a Zachodem, Towarzyszy temu jeszcze większa rola Kataru jako kluczowego sojusznika Waszyngtonu w niezwykle delikatnych negocjacjach na Bliskim Wschodzie, zwłaszcza ostatnio w kwestiach związanych z konfliktem izraelsko-irańskim. Położenie geograficzne Kataru między dwoma wielkimi mocarstwami Bliskiego Wschodu (Arabią Saudyjską i Iranem) a ich głównymi sponsorami (odpowiednio Stanami Zjednoczonymi, Chinami i Rosją) od dawna wymagało od niego delikatnego balansowania na płaszczyźnie dyplomatycznej między rywalizującymi stronami. Jednak od około roku poprzedzającego inwazję Rosji na Ukrainę w 2022 roku, emirat zdawał się skłaniać ku chińsko-rosyjskiej strefie wpływów, biorąc pod uwagę lawinę nowych długoterminowych kontraktów na LNG podpisanych w tym okresie z firmami z Pekinu. Rozpoczęło się to w marcu 2021 roku od podpisania 10-letniej umowy kupna-sprzedaży między China Petroleum & Chemical Corp (Sinopec) a Qatar Petroleum (QP) na 2 mln t LNG rocznie. W grudniu 2021 roku Katar podpisał kolejny duży, długoterminowy kontrakt na dostawy LNG do Chin. Tym razem była to umowa

² <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/dyrektywa-w-sprawie-nalezytej-starannosci>

³ <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/qatar-threatened-cut-eu-lng-supplies-over-sustainability-law-letter-shows-2025-07-26/>

między QatarEnergy a Guangdong Energy Group Natural Gas Co. na 1 mln ton rocznie LNG, począwszy od 2024 roku do 2034 roku, z możliwością przedłużenia. Później zawarto kilka kolejnych dużych umów. Chiny i Rosja zawsze uważały, że Katar może być skłonny do przystąpienia do ich bloku, biorąc pod uwagę fakt, że emirat dzielił swoje główne źródło gazu (North Field, czyli „North Dome”) z sąsiednim Iranem (South Pars), kluczowym sojusznikiem obu mocarstw. To źródło o powierzchni 9700 kilometrów kwadratowych było i pozostaje zdecydowanie największym zasobem gazu na świecie, mieszcząc szacunkowo 51 bln m³ gazu ziemnego i co najmniej 50 ml baryłek kondensatu NGL. Po jednostronnym wycofaniu się Stanów Zjednoczonych ze Wspólnego Kompleksowego Planu Działań (JCPOA, czyli „umowy nuklearnej”) z Iranem w maju 2018 r., wysoko postawieni przedstawiciele irańskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i katarskiego Ministerstwa Energii rozpoczęli serię spotkań w celu uzgodnienia nowego wspólnego planu rozwoju dla regionu North Dome i South Pars. Było to zrozumiałe, ponieważ zarówno Katar, jak i Iran były członkami-założycielami Forum Krajów Eksportujących Gaz (GECF), wraz z Rosją, której kluczowym odbiorcą pozostały Chiny, które zostały poinformowane przez Rosję o planach „zakrojonej na szeroką skalę operacji specjalnej” na Ukrainie na kilka miesięcy przed jej rozpoczęciem, a nie tuż przed rozpoczęciem Zimowych Igrzysk Olimpijskich w Pekinie 4 lutego 2022 r.⁴ Podsumowując:

- Katar realizuje jeden z największych na świecie programów ekspansji LNG, którego celem jest zwiększenie produkcji z obecnych 77 ton rocznie do 142 ton rocznie do 2030 roku.
- Katar ma odpowiadać za 40% nowej globalnej podaży LNG.
- Katar starannie wyważa relacje między Wschodem a Zachodem, początkowo skłaniając się ku Chinom w ramach długoterminowych kontraktów na LNG, a następnie podpisując duże umowy z Niemcami, Stanami Zjednoczonymi i europejskimi sojusznikami. (Tu spodziewam się drugiej umowy na dostawy do Polski poza Orlen o ile nie szybciej pojawi się ADNOC.)

W przypadku amerykańskich producentów LNG ustalenie pochodzenia gazu dostarczanego do każdego projektu skraplania i określenie ilości metanu uciekającego podczas jego produkcji jest niepraktyczne - gaz dostarczany do dowolnej instalacji może pochodzić z wielu niewykrywalnych źródeł. Istnieje jednak potencjalne obejście tego problemu, ponieważ Komisja Europejska mogłaby uznać inicjatywy MRV danego kraju za równoważne z inicjatywami UE, co zapewniłoby jego zgodność z nowymi przepisami. Jest to trwająca debata i jak dobrze rozumiem nie wyznaczono jeszcze jasnego kierunku działań w kwestii rozliczania emisji metanu przez producentów LNG. Kwestia przyszłych dostaw LNG do Europy ma wiele możliwych odpowiedzi, które stały się jeszcze ważniejsze w świetle warunków umowy handlowej między USA a UE ogłoszonej 27 lipca i później spotkaniem Trump-Putin na Alasce. Branża już teraz zmagą się z rosnącymi kosztami, geopolitycznymi machinacjami, sprzeciwem środowiskowym i skutkami dekarbonizacji w ramach transformacji energetycznej⁵. Popatrzmy więc na zaawansowanie niemieckich terminali LNG:

- **Rozbudowa terminalu LNG w Mukran** (Morze Bałtyckie, wyspa Rugia) Planowana przez ReGas rozbudowa ma na celu zwiększenie przepustowości o 5 mld m³ rocznie w latach 2027–2043. ReGas uruchomi ponownie drugi FSRU, przywracając pełną

⁴ Na podst. publicznie dostępnych danych także Bob Woodward „Wojna”.

⁵ Opr. na podstawie: <https://rbnenergy.com/turn-the-page-despite-trade-deal-with-eu-us-lng-could-still-get-squeezed-on-price-volumes>

przepustowość 13,5 mld m³ do 2027 roku. Plany obejmują przekształcenie pobliskiego portu Lubmin w terminal amoniaku i wodoru.

- **Rozwój Wilhelmshaven LNG** (Morze Północne). Wilhelmshaven 2 (DET) rozpoczął działalność komercyjną 29 sierpnia 2025 r. z wykorzystaniem FSRU Excelsior. Długoterminowo: Uniper zbuduje naziemny terminal importu amoniaku i kraker, a także 200-megawatowy elektrolizer zielonego wodoru zasilany energią wiatrową pod koniec lat 20. XXI wieku.
- **Terminal Stade** (rzeka Łaba). Hanzeatyckie Centrum Energetyczne (HEH) zatwierdziło budowę terminalu LNG gotowego do odbioru amoniaku o wartości 1 mld euro, którego uruchomienie planowane jest na 2027 r.
- **Terminal Brunsbüttel** (Morze Północne). Obecna działalność FSRU, z lądowym terminalem LNG i amoniaku, którego uruchomienie planowane jest na koniec 2026 r.

Dzień Energetyka przyniósł informację o przegranym przez Shell arbitrażu z Venture Global (VG) o niewywiązywanie się z długoterminowych kontraktów na rzecz sprzedaży spotowej LNG.⁶ Trybunał, do którego Shell i pół tuzina innych europejskich gigantów energetycznych (BP, Repsol, Edison, Galp także Orlen) zwróciło się w sporze z VG, orzekł, że amerykańska firma nie naruszyła zobowiązań umownych wobec swoich długoterminowych klientów (Uwaga: wyrok dotyczy na razie wyłącznie Shell, który oskarżył VG o niesłuszne zarobienie aż 3,5 mld USD na sprzedaży spot). VG w 2023/24 roku dopuścił się spekulacji, sprzedając dostawy LNG, które powinny być wykonane w ramach długoterminowych kontraktów, na rynku spot o wyższych cenach niż zapisane w umowach. Amerykańska firma wykorzystała lukę prawną, aby to zrobić, przedłużając termin oficjalnego uruchomienia swojej pierwszej instalacji LNG w Calcasieu Pass. Venture Global twierdził, że nie ma obowiązku wywiązywania się ze swoich długoterminowych zobowiązań do czasu oficjalnego oddania zakładu do eksploatacji, co nastąpiło dopiero na początku 2025 roku. W międzyczasie VG zbudował drugi zakład LNG, który wyprodukował swój pierwszy LNG pod koniec 2024 roku – przed oficjalnym oddaniem do eksploatacji pierwszego⁷. Czekamy na stanowisko Orlen.

Na razie firma z Arlington w stanie Wirginia zмага się z potrójnym uderzeniem: zmiennymi cenami LNG, trwającym arbitrażem wyżej opisanym i ogromnym zadłużeniem, co umocniło jej pozycję jako najgorzej radzącej sobie w tym roku amerykańskiej oferty publicznej. Venture Global odnotował przychody w wysokości 3,1 miliarda dolarów za kwartał, przewyższając średnią prognozę analityków na poziomie 2,9 miliarda dolarów, a dochód netto w wysokości 368 milionów dolarów okazał się o 39% niższy. Niższe ceny skroplonego gazu ziemnego w projekcie Louisiana Calcasieu zrównoważyły wyższe wolumeny sprzedaży w innych projektach. To firma dynamicznie się rozwijająca, budująca bardzo drogie obiekty i dążąca do zakontraktowania jak najmniejszej ilości tych wolumenów

Kilka słów o cenach na koniec sierpnia (28/08/2025).

⁶ Por.: <https://investors.ventureglobal.com/news/news-details/2025/Venture-Global-Statement-on-Shell-Arbitration-Decision/default.aspx>

⁷ Na początku tego roku TotalEnergies oświadczyło, że nie będzie prowadzić interesów z Venture Global z powodu afery spekulacyjnej, a dyrektor generalny Patrick Pouyanne stwierdził: „Nie chcę mieć nic wspólnego z tymi ludźmi z powodu tego, co robią. ... Nie chcę wdawać się w spory z moimi przyjaciółmi, z Shell i BP”.

<https://www.reuters.com/business/energy/total-ceo-says-company-rejected-venture-global-lng-supplier-over-lack-trust-2025-02-06/>

Cena spot Henry Hub wzrosła o 7 centów do 2,88 USD/mmBtu. Kontrakt NYMEX z wrześniem 2025 r. wygaś na poziomie 2,867 USD/mmBtu, co oznacza wzrost o 12 centów. Kontrakt na październik 2025 r. zakończył się na poziomie 2,886 USD/mmBtu, co oznacza wzrost o 4 centy. Średnia cena kontraktu 12-miesięcznego (październik 2025–wrzesień 2026) wyniosła 3,62 USD/mmBtu, co oznacza wzrost o 3 centy.

Kontrakty terminowe na LNG w Azji Wschodniej osiągnęły średnią cenę 11,47 USD/MMBtu, co oznacza wzrost o 12 centów. Kontrakty terminowe na TTF osiągnęły średnią cenę 11,37 USD/MMBtu, co oznacza wzrost o 60 centów. Oba poziomy pozostają poniżej ubiegłorocznych poziomów 13,90 USD/MMBtu (Azja Wschodnia) i 12,32 USD/MMBtu (TTF). 21 sierpnia firma SP Global Commodity Insights oszacowała swoją dzienną cenę referencyjną dla rynku LNG w Europie Północno-Zachodniej (NWM) dla ładunków dostarczonych w październiku na bazie ex-ship (DES) na 10,857 USD/mmBtu, co stanowi zniżkę w wysokości 0,525 USD/mmBtu w stosunku do wrześniowej ceny kontraktów futures na platformie TTF. Argus oszacował cenę na 10,87 USD/mmBtu, a Spark Commodities na 10,809 USD/mmBtu⁸.

I zachęcam do odwiedzenia strony ExxonMobile (na marginesie - tak w Białym Domu po powrocie Trumpa z Alaski omawiano również możliwe umowy o wznowieniu współpracy z Rosneft⁹ - dyskusje dotyczyły m.in. tego, czy Exxon Mobil ponownie zaangażuje się w projekt Sachalin-1 oraz również ewentualnego zakupu przez Rosję sprzętu od USA), gdzie coroczny raport Exxon Global Outlook¹⁰. „Nasza wizja na rok 2050. Najważniejsze wnioski:

Wszystkie rodzaje energii są potrzebne dla bardziej dostatniej i niskoemisyjnej przyszłości.

- Odnawialne źródła energii rosną najszybciej
- Węgiel traci najwięcej
- Ropa naftowa i gaz ziemny nadal stanowią ponad połowę globalnego miks energetycznego

Rosnący poziom życia zwiększa zużycie energii o 25% w krajach rozwijających się.

- Połowa światowej populacji nie ma obecnie wystarczającej ilości energii, aby zaspokoić podstawowe potrzeby człowieka.

Przemysł i transport stanowią podstawę globalnej gospodarki i będą wymagać rosnących dostaw energii.

Globalna emisja CO₂ spada o 25%; przystępność cenowa będzie determinować tempo każdej transformacji.

Zrównoważone inwestycje w ropę naftową i gaz ziemny są ważniejsze niż kiedykolwiek”¹¹.

⁸ Opracowałem na podstawie danych dostępnych publicznie. Por także:

<https://www.bairdmaritime.com/shipping/tankers/gas/asian-lng-prices-lower-as-demand-slows-and-supply-rises?>

⁹ <https://www.wsj.com/business/energy-oil/exxon-rosneft-russia-oil-talks-f524e81f>;

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-08-26/exxon-held-talks-with-rosneft-over-russia-re-entry-wsj-says>;

<https://www.reuters.com/business/energy/us-russian-officials-discussed-energy-deals-alongside-latest-ukraine-peace-talks-2025-08-26/>;

¹⁰ <https://corporate.exxonmobil.com/sustainability-and-reports/global-outlook/oil-and-gas-investment-is-more-important-than-ever>

¹¹ <https://corporate.exxonmobil.com/sustainability-and-reports/global-outlook#Keytakeaways>