

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

Dane ENTSO-E co do wytworzenia w Polsce energii elektrycznej z gazu ziemnego we wrześniu 2025 r. 1 340 509 MWh. W sierpniu było to 1332 921 MWh wobec lipca 1 534 481 MWh. W czerwcu było najmniej w tym roku, bo 1 114 225 MWh (wtedy było najmniej od początku roku) wobec 1 632 452 MWh kwietnia i marca 1 583 215 MWh. To z września było mniejsze niż to z rekordowego stycznia przypominę 1 649 732 MWh.

1 września 2025 roku GAZ-SYSTEM inicjuje dialog z uczestnikami rynku gazu w celu weryfikacji ich zainteresowania zwiększeniem lub pozyskaniem nowych mocy regazyfikacyjnych w Terminalu FSRU, który pozwoli na dostawę do 6,1 mld m³ gazu ziemnego z regazyfikacji LNG. Inwestycja ta stanowi istotny wkład w bezpieczeństwo energetyczne Polski. Wszystkie niezbędne prace budowlane już się rozpoczęły, a oddanie do użytku Terminalu FSRU planowane jest na 2028 rok (tajemnicą Poliszynela – może się jednak myli – jest kilkumiesięczne opóźnienie w stosunku do przyjętego harmonogramu).

W czerwcu 2025 roku Komisja Europejska opublikowała wniosek legislacyjny dotyczący rozporządzenia mającego na celu wdrożenie mechanizmów ułatwiających całkowite zaprzestanie importu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej. W związku z tym i 19-stym pakietem sankcji coraz więcej europejskich przedsiębiorców wyraża zainteresowanie uzyskaniem dostępu do dostaw LNG dostarczanych z terytorium Polski. Analiza większego zapotrzebowania rynku na dodatkowe moce regazyfikacyjne w Terminalu FSRU w Gdańsku, pozwoli pokazać, czy mają one być osiągnięte poprzez montaż dodatkowych urządzeń przy nabrzeżu oraz poprzez **zaczumowanie drugiego FSRU (FSRU 2)** w Gdańsku, zdolnego do rozładunku, magazynowania LNG w trakcie procesu regazyfikacji. W ramach niewiążącego *"Zaproszenia do wyrażenia zainteresowania zwiększeniem mocy regazyfikacyjnych w Terminalu FSRU"* uczestnicy rynku będą mieli możliwość wyrażenia zainteresowania rezerwacją usług regazyfikacji udostępnionych po oddaniu FSRU 2 do eksploatacji oraz wskazania uwarunkowań prorynkowych, które pomogą określić warunki uruchomienia wiążącej procedury „Open Season¹”:

- przewidywany najpóźniejszy możliwy termin rozpoczęcia świadczenia usług regazyfikacji na pokładzie FSRU 2;
- deklarowany poziom zdolności regazyfikacyjnych na każdy rok świadczenia usług;
- okres obowiązywania umowy o świadczenie usług regazyfikacji;
- akceptowalny model świadczenia usług na FSRU 2;
- informację, czy uczestnicy planują wykorzystać dodatkową przepustowość Terminalu udostępnioną po oddaniu FSRU 2 do zaspokojenia popytu krajowego lub tranzytu, a w przypadku wykorzystania połączeń międzysystemowych – w jakich kierunkach (Litwa, Ukraina, Słowacja, Czechy, Dania, Niemcy, inne).

FSRU1, budowany obecnie w stoczni Hyundai Heavy Industries w Korei Południowej, będzie zaczumowany do nabrzeża w południowej części Zatoki Gdańskiej, na terenie Portu Gdańsk (w sąsiedztwie Baltic Hub i toru podejściowego). Infrastruktura ta będzie drugim obiektem w Polsce (po Terminalu LNG w Świnoujściu) zdolnym do odbioru skroplonego gazu ziemnego

¹ <https://www.gaz-system.pl/en/for-customers/consultation-with-market-participants.html>

dostarczanego drogą morską. Przypomnę, że Program FSRU obejmuje nie tylko budowę nabrzeża i ułożenie gazociągu podmorskiego, ale także rozbudowę krajowego systemu przesyłowego gazu o blisko 250 km nowych gazociągów na lądzie. Projekt FSRU Offshore jest realizowany przy wsparciu finansowym Unii Europejskiej, w ramach instrumentu "Łącząc Europę" (CEF) Komisja Europejska przyznała dofinansowanie dla projektu LNG Gdańsk na prace przygotowawcze. Maksymalna kwota dotacji to ok. 19,6 mln euro. W czerwcu 2025 r. GAZ-SYSTEM podpisał umowę kredytową z Bankiem Gospodarstwa Krajowego na kwotę 2,2 mld zł, która zostanie przeznaczona na budowę infrastruktury dla gazu ziemnego. Finansowanie pochodzi z Krajowego Planu Odbudowy (KPO), gdzie Program FSRU został ujęty w rozdziale dotyczącym REPowerEU – unijnego instrumentu wspierającego odchodzenie Europy od rosyjskich paliw kopalnych.

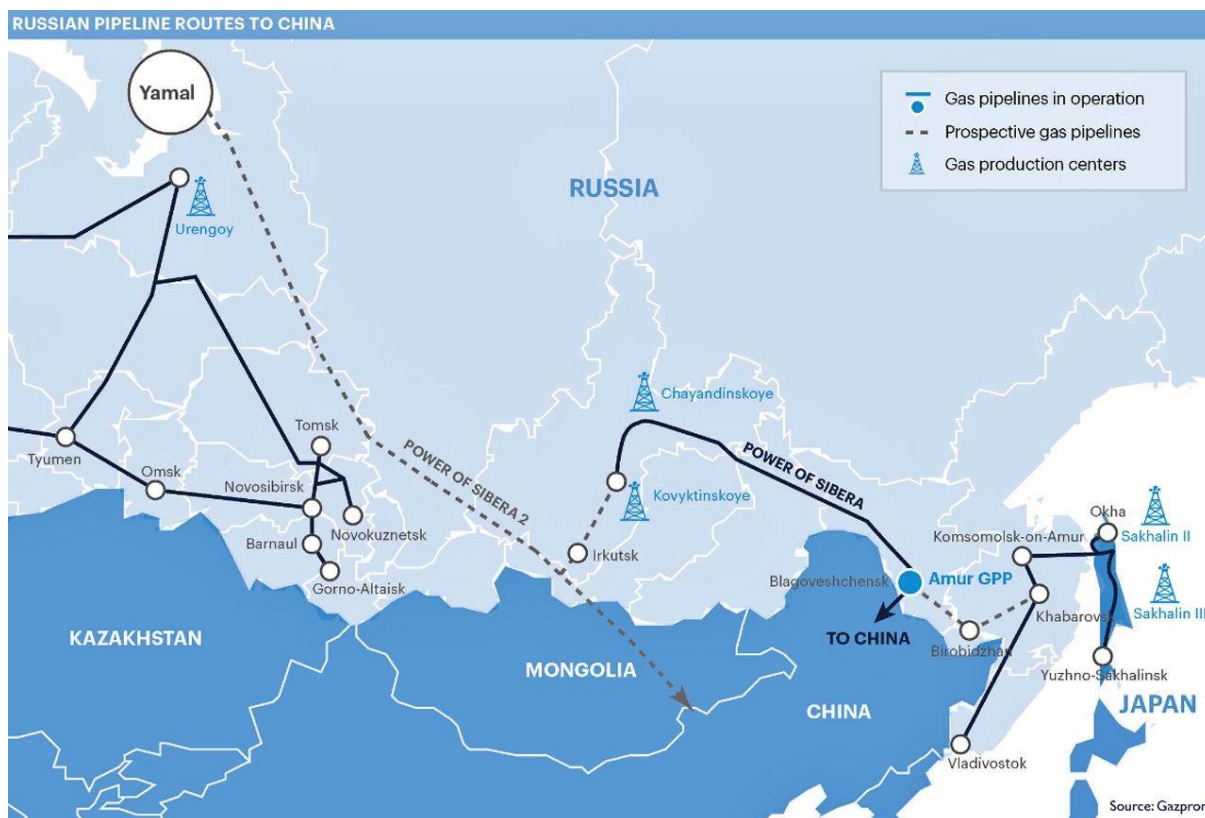
10 września atak rosyjskich dronów² – szczęśliwie bez materiałów wybuchowych na Polskę. Przypomnę, że zjednoczona wobec tego ataku Europa (później ciut NATO z USA) nadal importuje ogromne ilości rosyjskich surowców, w tym skroplonego gazu ziemnego. W rzeczywistości Europa jest nadal największym nabywcą rosyjskiego LNG na rynku światowym.

Tak, trzy lata po wybuchu wojny, a Europa nadal kupuje 51% rosyjskiego LNG! Dobrze, że przynajmniej politycy pracują nad dziewiętnastym (!) pakietem sankcji.

I zanim zaczniemy wskazywać palcem na zwykle krnąbrnych podejrzanych z UE, pamiętajmy, że to nie Słowacja czy Węgry są największymi importerami. Nie, to spada bezpośrednio na barki takich krajów jak Francja, Hiszpania i Holandia. Pomimo obietnicy całkowitego odcięcia rosyjskiego LNG od UE do końca 2026 (wcześniej 2027) r., w pierwszych sześciu miesiącach 2025 r. Europa urosła – tak, urosła – zwiększyła import rosyjskiego LNG z 3,47 mld euro (4 mld dolarów) do 4,48 mld euro. A co z dwustronnym handlem bloku z Rosją? W ubiegłym roku było to 67,5 mld euro. Mieliśmy import z regionu na poziomie 35,9 mld euro, właściwie zdominowany przez paliwa i surowce (izobutan i n-butan!), a eksport z UE do Rosji nie był tak daleko w tyle z 31,5 mld euro w 2024 r.

Podwójne standardy, hipokryzja, rzeczywistość gospodarcza, retoryka wojenna? No właśnie, tym bardziej, że we wrześniu w czasie wizyty Putina w Chinach Gazprom poinformował, że podpisał z CNPC wiążącą umowę o budowie długo oczekiwanego gazociągu Siła Syberii 2 do Chin przez Mongolię i zamierza rozszerzyć dostawy innymi trasami, co Kreml uznał za swoje duże zwycięstwo polityczne. Znamy problemy z „Siłą Syberii 1” i jak zwykle tego co brakuje w chińsko-rosyjskiej umowie i tym razem jest formuła cenowa po jakiej rosyjski gaz ma być dostarczany do Chin.

² Polska do tej pory także Estonia uruchomiła tzw. artykuł 4, który zapewnia konsultacje w ramach NATO. Dania zastanawia się jeszcze nad wdrożeniem tej procedury.



Rys. 1. Rosyjskie lądowe drogi transportowe gazu ziemnego do Chin.

Źródło: Bloomberg; ICIS; Reuters.

Istnieją trzy kluczowe transakcje:

- zwiększenie dostaw gazociągami „Siła Syberii” z 38 mld m³/r do 44 mld m³/r;
- zwiększenie dostaw gazociągami Daleki Wschód z 10 mld m³/r do 12 mld m³/r (gazociąg ma rozpocząć działalność w 2027 r., a jego rozbudowa do 2030 r.);
- Protokół ustaleń w sprawie budowy systemu gazociągów Siła Syberii 2. Jest to mega-gazociąg o mocy 50 mld m³ rocznie.

Nadal nie ma umowy na dostawę gazu dla „Siły Syberii 2”. A bez kontraktu na dostawy gazu nikt (? – ktoś dyktatorom zabroni) nie zbuduje gazociągu o długości 3000 km i przepustowości 50 mld m³ rocznie. Gazprom nie wydał żadnego oficjalnego komunikatu na swojej stronie internetowej, poza oświadczeniem wysokiego szczebla w sprawie nowych strategicznych relacji z CNPC. Pozorna umowa dotycząca „Siły Syberii 2” to prawdopodobnie najbardziej efektywny rezultat czterodniowej wizyty Władimira Putina w Chinach. W/w rurociąg będzie miał kluczowe znaczenie dla pozyskania nowych nabywców w Azji po tym, jak dostawy do Europy – niegdyś największego odbiorcy Rosji – praktycznie wyschły po inwazji na Ukrainę w 2022 roku. Dodajmy do tego rozbudowę istniejących rurociągów, również uzgodnioną w Pekinie, a otrzymamy równowartość ponad 40 milionów ton LNG rocznie, którego Chiny mogą już nie potrzebować, a to ponad połowę całkowitego importu tego paliwa do Chin w 2024 roku. Chociaż Gazprom, który będzie dostarczał gaz rurociągiem „Siły Syberii 2”, nie podał, kiedy połączenie zostanie uruchomione, BNEF twierdzi³, że możliwe jest jego uruchomienie

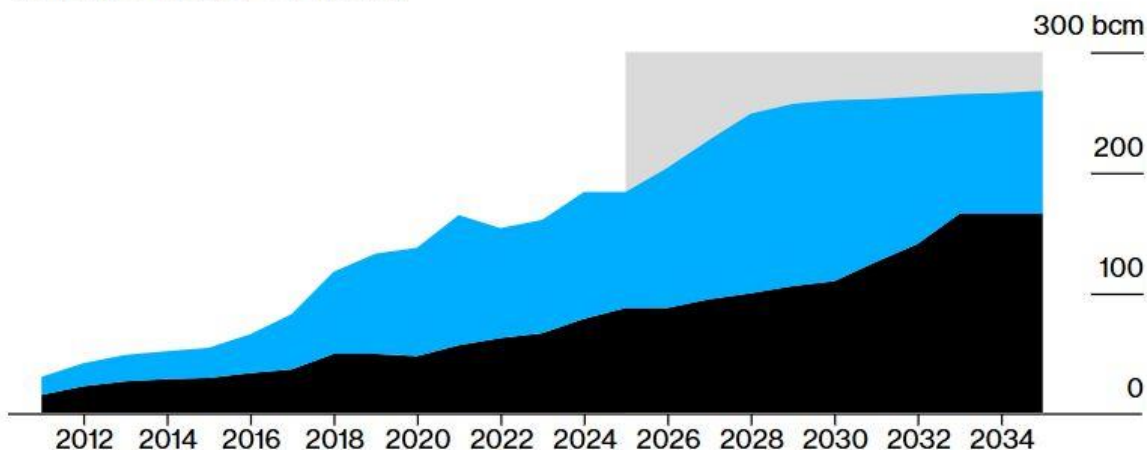
³ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-09-03/putin-s-energy-wins-in-china-deal-a-blow-to-trump-s-export-push?sref=DLVyDcXJ>; <https://www.bernsteinresearch.com/>

po 2030 roku. „Biorąc pod uwagę, że Chiny są największym importerem LNG, wywróciłoby to rynek LNG do góry nogami” – napisali w notatce analitycy Bernstein, w tym Neil Beveridge. „Dla projektów LNG, które są wciąż rozważane, byłoby to dużym minusem”.

Pipeline Gas Flows into China to Squeeze LNG Imports

LNG demand could peak in 2030, according to Bernstein

■ Pipeline ■ LNG ■ Forecast

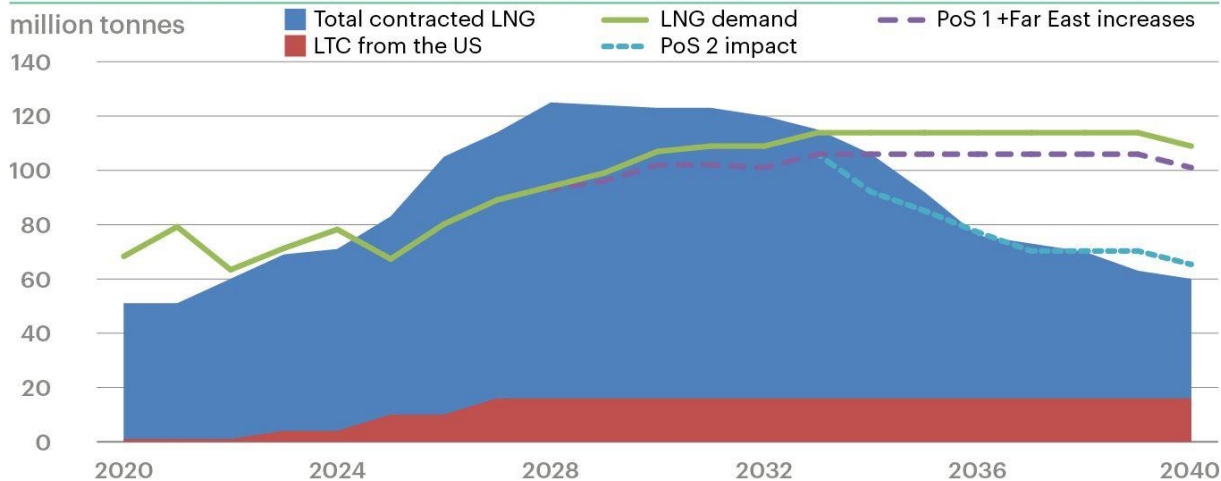


Source: Bernstein

Rys. 2. Przepływy, wraz z prognozą, gazu ziemnego do Chin do 2030 r. [mld m³]

Źródło: Bloomberg; Bernstein

China LNG Outlook vs. Russian Gas Impact



Source: ICIS

Rys. 3. Perspektywa LNG do Chin vs. Rosja i jej prognozowane dostawy gazu ziemnego wraz z prognozą do 2040 r. [mln t]

Źródło: ICIS; Yuanda Wang CFA

Jest to nowy impuls dla chińsko-rosyjskich stosunków gazowych, ale bądźmy ostrożni, aby nie wyciągać zbyt pochopnych wniosków. Mamy ponad 20-letnią historię protokołów ustaleń w sprawie Siły Syberii... Oczywiście tym razem może być inaczej.

To w tym kontekście popatrzymy na amerykański gaz. Znowu Poliszynel podpowie o toczących się ustaleniach jak bardziej efektywnie (POLSKI HUB GAZOWY) przesyłać amerykańskie LNG na

Wschód (także Ukrainę) niewykorzystaną polską infrastrukturą, jak kupione w USA przez PGNiG (Orlen) lokować na przykład w Azji. Taka elastyczność jest kluczowa dla polskiego monopolisty, ale to pierwsze symptomy konieczności kontrolowanego otwarcia polskiego rynku gazu. Będziemy o tym rozmawiać w czasie warsztatów – szkolenia, które robimy pod auspicjami ARE 24 października w Warszawie i na które serdecznie zapraszam⁴. Podczas gdy amerykańscy deweloperzy projektów skraplania są stosunkowo odporni (bardzo tani gaz ziemny w USA) na ryzyko związane z ceną LNG na rynku spot, niższe ceny transakcyjne stanowią wyzwanie handlowe dla odbiorców. Zacytuję WoodMac: „Co więcej, prognozujemy, że niskie światowe ceny LNG mogą zbiegać się w czasie z wyższymi cenami w HH, zmniejszając marżę zysku z amerykańskich ładunków LNG. Najgorszym scenariuszem byłyby okresy niepełnego wykorzystania LNG w USA. Jednak w przypadku umów dotyczących LNG zazwyczaj na 15-20 lat, odbiorcy przyjmą długoterminową perspektywę. Nawet przy zawężeniu marży w ciągu najbliższych kilku lat, rynek ponownie się zrównoważy, a spready między Henry Hub a TTF/JKM powinny sprawić, że amerykański LNG będzie zarabiał przez cały okres obowiązywania kontraktu”⁵.

Chcę podkreślić, że odbiorcy mogą również ograniczyć ryzyko spadku marży (Poliszynel twierdzi, że Orlen też do tego się przygotowuje) dzięki niezerównanej opcji handlowej, jaką oferują amerykańskie kontrakty LNG. W przeciwieństwie do kontraktów typu point-to-point (z tzw. klauzulą destynacji), które dominują w większości sprzedaży LNG (tak mamy do dziś z Katarrem), struktura FOB „free-on-board” oznacza, że odbiorcy LNG z USA nie są skazani na jednego nabywcę, ale mogą kierować wolumeny tam, gdzie mogą zmaksymalizować ogólną wartość portfela. Powiązanie cenowe Henry Hub otwiera drzwi do arbitrażu zarówno w przypadku cen spot LNG, jak i opcji indeksowanych ropą naftową do arbitrażu z innymi produktami ropopochodnymi (ale także na koniec z bioLNG, zielonym: amoniakiem -czyli azanem oraz wodorem). Piszę o tym także dlatego, że w połowie września pojawiła się informacja o nowych predykcjach przygotowywanych przez MAE (IEA)⁶, która wielokrotnie przewidywała, że globalny wzrost popytu na ropę osiągnie szczyt przed 2030 rokiem, teraz opracowała raport, w którym przyznaje, że zarówno popyt na ropę, jak i gaz będzie rósł przez dziesięciolecie. Agencja wykorzystuje zestaw scenariuszy, w tym kilka głównych założeń, takich jak to, że wszystkie obecnie dyskutowane polityki związane z klimatem wejdą w życie w całości. Do 2020 r. MAE zawierała Bieżący Scenariusz Polityki, który, jak sama nazwa wskazuje, odzwierciedlał faktycznie wdrażane polityki. Pod naciskiem europejskich rządów i aktywistów klimatycznych MAE wycofała się z Obecnego Scenariusza Politycznego i zastąpiła go Scenariuszem Ustalonych Polityk, powszechnie nazywanym STEPS i regularnie przedstawianym jako domyślny scenariusz prognoz MAE, mimo że obejmuje on polityki i środki, które nie zostały jeszcze wdrożone i mogą nigdy nie zostać wdrożone. Następnie IEA przedstawiła inny scenariusz, który był korzystny dla technologii przejściowej, ale odległy od faktycznej rzeczywistości. Scenariusz Ogłoszonych Zobowiązań „zakładał, że wszystkie polityki energetyczne i klimatyczne, a także aspiracje polityczne, zostaną w pełni i na czas zrealizowane”. To może wyjaśniać, dlaczego Międzynarodowa Agencja Energetyczna musiała raz po raz rewidować swoje prognozy popytu na ropę naftową i dlaczego w 2021 r. doznała żenującego zwrotu, kiedy opublikowała swoją mapę drogową do zerowej emisji netto. IEA

⁴ <https://www.arenawaw.pl/szkolenia/gaz-ziemny-w-energetyce-i-ciepłownictwie>

⁵ <https://www.woodmac.com/blogs/the-edge/upside-pressure-mounts-on-us-gas-prices/>;
<https://www.woodmac.com/blogs/the-edge/could-us-lng-become-a-victim-of-its-own-success/>

⁶ <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/IEA-Prepares-to-Walk-Back-Predictions-of-Peak-Oil-and-Gas-Demand.html>

założyła w nim, że po tym roku nie będzie konieczne żadne nowe poszukiwanie ropy i gazu – tylko po to, by wezwać do dalszych poszukiwań kilka miesięcy później, gdy podaż ropy zmniejszyła się, a ceny wzrosły. Implikacje ujawnienia scenariusza są znaczące. To właśnie w oparciu o scenariusze IEA, inni prognostycy przyjęli narrację, że rezerwy ropy naftowej i gazu o wartości miliardów, a nawet bilionów mogą zostać pozostawione bez wydobywania z powodu słabnącego popytu. Teraz ta narracja może się zmienić. Czekam na publikację w listopadzie WEO 2026! Także pewnie dlatego w czasie corocznej konferencji GASTECH w Mediolanie pojawił się bardzo wyraźny konsensus co do tego, że gaz ziemny ma zasadnicze znaczenie dla zapewnienia stabilności na coraz bardziej powiązanych rynkach energii. Odpowiedzią branży jest pozornie niepokonany nacisk inwestycyjny w całym łańcuchu wartości LNG na całym świecie, aby zwiększyć podaż i zaspokoić przewidywany wzrost popytu w ciągu następnej dekady. Amerykańska „moda” na LNG wjechała do Mediolanu z pewnością siebie, wzmocnioną zarówno ogłoszeniami nowych kontraktów długoterminowych, jak i kolejnymi ostatecznymi decyzjami inwestycyjnymi FID dotyczącymi projektów. Chris Wright, amerykański Sekretarz ds. energii, i Doug Burgum, Sekretarz spraw wewnętrznych, obecni na konferencji li tylko po to, aby uderzyć w bęben amerykańskiej dominacji energetycznej, stawiając LNG na pierwszym planie. Szacunki dotyczące ilości amerykańskiego LNG (dalsze sankcje na Rosję) i tylko w tym roku, już idą w górę, a w ciągu najbliższych 12-18 miesięcy będzie tego „commodity” jeszcze więcej. Jednak eksport LNG z USA nie będzie trwał wiecznie (uzależnienie od jednego kierunku dostaw Europo!), a sama wielkość zdolności produkcyjnych objętych sankcjami zaczyna budzić poważne wątpliwości. Każdy projekt wykorzystujący FID będzie miał sens komercyjny sam w sobie, ale łącznie taki wzrost wolumenów grozi rynkiem nadpodaży, szczególnie kiedy Chiny nie chcą, nie muszą kupować amerykańskiego LNG. Liczni nowi gracze na rynku LNG tworzą większy, bardziej zróżnicowany i płynny rynek. Szybkie zmiany i rosnąca zmienność nieuchronnie doprowadzą do zwycięzców i przegranych. Amerykańscy odbiorcy LNG mogą odczuwać ból związany z przyszłym zawężeniem marży. Jednocześnie większość amerykańskich deweloperów projektów LNG jest stosunkowo odizolowana, biorąc pod uwagę ramy komercyjne amerykańskich projektów skraplania LNG w stylu infrastruktury i opłaty. Największymi wygranymi mogą być Europejczycy konsumenci, ponieważ ceny spadają po tym, jak przetrwaliśmy spadek, brak importu z Rosji, podczas gdy azjatyccy nabywcy z silnym popytem czerpią korzyści z zawierania długoterminowych kontraktów po niższych cenach.

„Ogromna pula finansowania zarówno z rynków dłużnych, jak i equity również wzmacnia zaufanie do amerykańskiego LNG. W związku z ograniczeniami dotyczącymi odnawialnych źródeł energii przez OBBBA⁷ i jawnym stosowaniem się administracji Trumpa do wsparcia gazu, kapitał dłużny i kapitałowy ustawia się w kolejce, aby wesprzeć nowe projekty. To, co nas zaskoczyło w Gastech, to pierwsze oznaki analizy finansowania nowej podaży – finansowanie dłużne wygląda stosunkowo bezpiecznie, ale inwestorzy kapitałowi są coraz bardziej wyczuleni na możliwość obniżenia marż przez wyższe ceny gazu w USA i niższe międzynarodowe ceny spot”.⁸

⁷ The **One Big Beautiful Bill Act** (akronim **OB3**; **OBBBA**; **OBBB**; **BBB**) lub **Big Beautiful Bill** - o amerykańska ustawa federalna uchwalona przez 119. Kongres USA, zawierająca politykę podatkową i wydatkową, która stanowi rdzeń programu drugiej kadencji prezydenta Donalda Trumpa. Ustawa została podpisana przez prezydenta Trumpa 4 lipca 2025 roku.

⁸ Opracowałem na podstawie publicznie dostępnych danych. <https://www.woodmac.com/reports/gas-markets-global-gas-global-demand-541246/>; <https://www.woodmac.com/blogs/the-edge/gastech-2025-when-will-music-stop-us-lng/>

W tym kontekście chcę napisać parę słów o projekcie firmy SEMPRA⁹ (znamy z tego, że w czasie konferencji GAZTERM 16 maja 2022 r. zawarła z ORLEN (dawniej z PGNiG) umowę na dostawy LNG do Polski¹⁰, rozpoczynające się od 2027 roku. W 2022 roku ORLEN połączył się z PGNiG, które weszło w skład Grupy ORLEN, i od tamtej pory wszystkie wcześniejsze kontrakty i obowiązki PGNiG stały się częścią ORLENU), która 23 września ogłasza strategiczne transakcje przyczyniające się do realizacji celu firmy, jakim jest zbudowanie wiodącej pozycji w rozwoju amerykańskiego sektora. Sempra Infrastructure jest współwłaścicielem zakładu Cameron LNG w Luizjanie, który został otwarty w sierpniu 2020 r., oraz projektu Port Arthur LNG na wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej w Teksasie, który jest w budowie. Firma dodaje również „komponent eksportowy” do istniejącego terminalu LNG w pobliżu Ensenady w Meksyku o nazwie Energía Costa Azul, który ma zostać ukończony wiosną przyszłego roku.

Głównie to umowa sprzedaży 45% udziałów w Sempra Infrastructure Partners za 10 mld USD, podmiotom powiązanim z Kohlberg Kravis Roberts & Co (KKR)¹¹, wiodącą globalną firmą inwestycyjną, z Canada Pension Plan Investment Board (CPP Investments). Oczekuje się, że transakcja zostanie sfinalizowana w Q2-Q3 2026, z zastrzeżeniem niezbędnych zgód regulacyjnych i innych oraz warunków zamknięcia. Po sfinalizowaniu transakcji, konsorcjum kierowane przez KKR stanie się większościowym właścicielem Sempra Infrastructure Partners, posiadając 65% udziałów, podczas gdy Sempra zachowa 25% udziałów wraz z istniejącymi 10% udziałami Abu Dhabi Investment Authority (ADIA). Zgodnie z warunkami umowy, Sempra i ADIA będą miały pewne prawa mniejszościowe w Sempra Infrastructure Partners. Piszę o tym także dlatego, że Poliszynel potwierdza, że na polskim rynku nie dość, że pojawiły się oferty QATARGAS to także przedstawiciele szwajcarskiego biura ADNOC nie próżnują.

Zwyczajowo w trzecim kwartale (25/09/2025) BP opublikowało swój Energy Outlook 2025¹², gdzie zapisano, że „[...] firma spodziewa się wzrostu globalnego popytu na ropę naftową do 2030 roku, pięć lat później niż prognozowano rok temu, wskazując na spowolnienie wysiłków na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej i zmniejszenia globalnej emisji dwutlenku węgla, modelując dwa scenariusze.

- "Obecna trajektoria" opiera się na istniejących politykach i zobowiązaniach.
- "Poniżej 2 stopni", odnoszący się do celu, jakim jest ograniczenie globalnego ocieplenia do mniej niż 2 stopni Celsjusza zgodnie z celami porozumienia paryskiego, przewiduje około 90% spadek emisji dwutlenku węgla do 2050 r. w stosunku do poziomu z 2023 r., które są w dużej mierze wynikiem spalania ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla.

Skupmy się na gazie ziemnym w tym LNG.

⁹ https://www.sempra.com/newsroom/press-releases/sempra-announces-strategic-transactions-advancing-goal-building-leading-us?utm_source=substack&utm_medium=email

¹⁰ <https://www.orlen.pl/pl/relacje-inwestorskie/raporty-i-publikacje/Archiwum-PGNiG/Raporty-biezace/2022/02/Raport-biezacy-nr-31-2022>; zmiany w styczniu 2023 r. <https://www.orlen.pl/en/about-the-company/media/press-releases/archive/2023/january-2023/PKN-ORLEN-and-Sempra-Infrastructure-enter-long-term-LNG-sales-and-purchase-agreement>

¹¹ [Kohlberg Kravis Roberts & Co.](https://www.kkr.com/) (KKR) to globalna firma zajmująca się kapitałem prywatnym i inwestycjami, założona w 1976 roku przez Jerome'a Kohlberga, Henry'ego Kravisa i George'a Robertsa. Firma zarządza funduszami inwestującymi w [kapitał prywatny](#), [instrumenty o stałym dochodzie](#) oraz inne [aktywa](#), a także przeprowadza transakcje na [rynkach kapitałowych](#). KKR jest znana jako pionier [wykupów lewarowanych](#) (LBO), dokonując historycznie dużych transakcji, takich jak wykup RJR Nabisco; <https://www.kkr.com/>

¹² <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2025.pdf>

Przy „Obecnej trajektorii” popyt na gaz ziemny wzrośnie do około 4 800 mld m³ do 2040 r., co oznacza wzrost o około 17% w stosunku do obecnego poziomu, do czego przyczynią się Chiny, Indie i inne kraje Azji i Bliskiego Wschodu, a następnie ustabilizuje się na tym poziomie. Import rosyjskiego gazu rurociągowego do Unii Europejskiej spadł o około 50% do 15 mld m³ i utrzymuje się na tym poziomie przez kolejne dziesięciolecia. (Brak rurowych dostaw do Chin, do Azji!). Eksport skroplonego gazu ziemnego, który BP wykorzystuje jako miernik popytu na to paliwo, wzrośnie do około 900 mld m³ do 2035 r. według obecnej trajektorii, przy czym ponad 50% tych dostaw będzie pochodzić z USA i Bliskiego Wschodu. Shell (pokazywałem uprzednio)¹³, szacuje popyt na LNG do 2040 r. na poziomie od 630 mln do 718 mln ton rocznie, czyli około 860 do 980 mld m³.

Perspektywy globalnego handlu LNG

Wzrost w najbliższym czasie (2020): Handel LNG szybko się rozwija do końca tej dekady, napędzany głównie przez wschodzące gospodarki azjatyckie, takie jak Chiny, Indie i inne. Kraje te odpowiadają za ponad połowę wzrostu światowego popytu na gaz ziemny. Rozbieżności po 2030 r.:

Scenariusz Obecnej trajektorii: eksport LNG wzrośnie o ponad 60% do 2035 r., przy czym Stany Zjednoczone i Bliski Wschód staną się dominującymi centrami dostaw, łącznie odpowiadającymi za ponad 50% światowego eksportu LNG.

Scenariusz Poniżej 2° (szybsza transformacja energetyczna): Eksport LNG spadnie do 2050 r. o ~25% poniżej poziomu z 2023 r., przy czym eksport z USA spadnie gwałtowniej niż eksport z Bliskiego Wschodu [...].

Europa:

- ◆ **Zależność od importu:** Europa importowała około **90% gazu w 2024 r.**, przy czym import rosyjskich rurociągów spadł z ~140 mld m³ w 2021 r. do ~30 mld m³ w 2024 r.
- ◆ **Przejsięcie na LNG:** Przewiduje się, że do 2035 r. import LNG będzie odpowiadał za **40 % zapotrzebowania UE na gaz** w obecnym scenariuszu trajektorii, czyli dwukrotnie więcej niż przed wojną w Ukrainie w perspektywie energetycznej do 2025 r.
- ◆ **Długoterminowy spadek:** Popyt na gaz w UE spada o ~45% po 2035 r. według obecnej trajektorii, co umożliwia import LNG poniżej poziomu sprzed wojny. W przypadku scenariusza poniżej 2° popyt na gaz w UE spadnie **o 80% do 2050 r.**, co poważnie zmniejszy zapotrzebowanie na LNGBP-energy-outlook-2025.

Rosja:

- ◆ **Eksport LNG ograniczony** sankcjami w najbliższym czasie.
- ◆ Wraz ze zmniejszaniem się wpływu sankcji rosyjski LNG wzrośnie z **45 mld m³ w 2023 r.** do około **80 mld m³ do 2050 r.** w scenariuszu „Obecnej trajektorii”.
- ◆ Dostawy gazu rurociągowego do Chin mogą wzrosnąć pod koniec lat 30. XX wieku dzięki projektowi **Power of Siberia 2**.[...]

Kluczowe wnioski z BP Outlook 2025

1. **Stany Zjednoczone i Bliski Wschód** dominują w eksporcie LNG do 2035 roku.

¹³ Shell <https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2025.html>

2. **Wschodząca Azja** jest głównym motorem popytu, zabezpieczając prawie cały przyszły wzrost LNG.
3. **Europa** odnotowuje szczyt importu LNG w perspektywie średnioterminowej, po czym import spada wraz ze spadkiem popytu na gaz.
4. **Rosja** będzie sprzedawać LNG w umiarkowanym tempie po 2035 r., ale pozostaje ograniczona przez sankcje i ryzyko geopolityczne.
5. Perspektywy długoterminowe zależą w dużej mierze od **tempa polityki klimatycznej**: obecna trajektoria = wzrost do połowy stulecia; Poniżej 2° = ostry skurcz”.

I na zakończenie parę słów o cenach (raport EIA i Bloomberg/Reuters):

- **Cena spot Henry Hub**: Cena spot Henry Hub spadła o 32 centy z 3,20 USD/MMBtu w zeszłą środę do 2,88 USD/MMBtu na koniec września.
- **Cena kontraktów terminowych Henry Hub**: Cena kontraktu na NYMEX z października 2025 r. spadła o 24 centy, z 3.100 USD/MMBtu w zeszłą środę do 2.858 USD/MMBtu. Cena 12-miesięcznych kontraktów terminowych od października 2025 r. do września 2026 r. spadła o 16 centów do 3,596 USD/MMBtu.

Międzynarodowe ceny kontraktów terminowych: Międzynarodowe ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny spadły w ostatnim tygodniu września. Według Bloomberg Finance, L.P., średnie tygodniowe ceny kontraktów terminowych na skroplony gaz ziemny (LNG) w Azji Wschodniej spadły o 5 centów do średniej tygodniowej 11,35 USD/MMBtu. Kontrakty terminowe na gaz ziemny z dostawą w Title Transfer Facility (TTF) w Holandii spadły o 4 centy do średniej tygodniowej 11,14 USD/MMBtu. W tym samym tygodniu ubiegłego roku (tydzień kończący się 25 września 2024 r.) ceny wynosiły 13,03 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 11,54 USD/MMBtu w TTF. Bloomberg spodziewa się, że TTF będzie notowany w przedziale 30-35 EUR/MWh w IV kwartale i do końca 2026 r., mierzony średnimi cenami kwartalnymi. Jednak w ciągu najbliższych pięciu kwartałów powinniśmy spodziewać się znacznie większych wahań cen i większa cenowa stabilizacja w 2027 r. Pomimo wyższych cen ropy naftowej i napięć geopolitycznych, ceny gazu nieznacznie spadły w ubiegłym tygodniu, a szczyt w pierwszym miesiącu zamknął się na poziomie 32,50 EUR/MWh. Do niższych cen przyczyniły się doniesienia o rosnących przepływach w Norwegii. Europejskie magazyny gazu są zapełnione w 82 proc., w porównaniu z 94 proc. w tym samym czasie w zeszłym roku.

I na koniec września (30) taka informacja. Orlen (wcześniej PGNiG) ze swojej puli kontraktowej z rynku amerykańskiego ulokował dostawę na rynku azjatyckim – dostawa do OSAKA Gas. „[...] Dostawa 30 września zostanie zrealizowana przez tankowiec LNG „Ignacy Jan Paderewski”, który dołączył do floty ORLENU. Będzie to 41. ładunek sprzedany przez londyńskie biuro handlowe ORLENU własnymi statkami i 15. w tym roku. Zdolność ORLENU do skalowania działalności i elastycznego reagowania na potrzeby rynku wspiera własny potencjał logistyczny – sześć zbiornikowców LNG, które od początku 2025 roku dostarczyły do regionu już około 700 000 ton LNG. Gazowiec Ignacy Jan Paderewski wszedł do służby w Azji w pierwszej połowie 2025 roku, a już kilka miesięcy później powrócił do tego regionu z LNG z USA, co jeszcze bardziej poprawiło efektywność operacji handlowych ORLENU”. Brawo Wy¹⁴

¹⁴ <https://www.orlen.pl/en/about-the-company/media/press-releases/current/2025/september-2025/orlen-expands-into-a-new-market-first-lng-delivery-to-japan->