

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

Wakacyjnie, z chwilą na dłuższe czytanie, może na dłuższe myślenie, warto wrócić do zaprezentowanych w lipcu wniosków z najnowszego kwartalnego raportu MAE (IEA – Gas Market Report¹) na temat rynku gazu ziemnego, z krótkoterminową prognozą na 2026 r.

„W I półroczu 2025 r. światowy rynek gazu pozostawał fundamentalnie napięty jakby czekając na wydarzenia polityczne jak np. negocjacje TRUMP/UE. Ceny TTF były średnio o 40% wyższe niż w zeszłym roku i chociaż podaż LNG w USA nadal silnie rosła, zostało to w dużej mierze zniwelowane przez niższe dostawy gazu rurociągami do Europy i większe potrzeby w zakresie zatłaczania gazu ziemnego do magazynów. Stabe fundamenty podaży i relatywnie wysokie ceny odbiły się na konsumpcji gazu ziemnego, zwłaszcza na wrażliwych cenowo rynkach azjatyckich, gdzie popyt stał się ujemny, przy czym zarówno Chiny, jak i Indie odnotowały spadki w I połowie 2025 r. Rok 2026 będzie pierwszym rokiem kolejnej fali LNG, a globalny wzrost podaży przyspieszy do najszybszego tempa od 2019 roku. Oczekuje się, że poprawa fundamentów podaży będzie sprzyjać silniejszemu wzrostowi popytu, zwłaszcza na dużych rynkach importowych w Azji. W tym kontekście, w warunkach podwyższonej niepewności makroekonomicznej i geopolitycznej, przewiduje się, że wzrost światowego popytu na gaz ziemny spowolni z 2,8 proc. w 2024 do około 1,3 proc. w 2025. Raport MEA zakłada jednak, że wzrost globalnego popytu ponownie przyspieszy w 2026 r. do około 2%, ponieważ znaczny wzrost podaży LNG, na czele ze Stanami Zjednoczonymi i Kanadą, łagodzi fundamenty rynkowe i sprzyja silniejszemu wzrostowi popytu w Azji, gdzie wiele rynków jest wrażliwych na wyższe ceny.

Jak zwykle dobre statystyki, ciekawe grafy/rysunki – polecam.

Greg Molnar z ICIS ładnie podsumował perspektywę przyrostu zdolności produkcji LNG, która „[...] przyspieszy w 2026 r. do najszybszego tempa od 2019 r. Ten silny wzrost będzie wspierany przede wszystkim przez:

- ekspansję Kataru w Ameryce Północnej i North Field East i będzie oznaczał nowy etap dla globalnego rynku LNG.
- W Stanach Zjednoczonych **Venture Global** Plaquemines LNG załadował swój pierwszy ładunek LNG w grudniu '24 r., a oczekuje się, że faza 2 projektu rozpocznie działalność we wrześniu '25 r., co oznacza, że projekt może osiągnąć pełną nominalną zdolność produkcyjną (ok. 27 mld m³ /r) w '26 r. i da to łącznie 27.2 mln t/r (MTPA), czyli 18 bloków (12 w Phase 1, 6 w Phase 2). W każdym bloku znajdują się dwa ciągi skraplania. Pobór gazu osiągnął ok. 82,12 mln m³ (w oryginale 2,9 mld cf/d (stóp sześciennych dziennie)^{2,3}.

¹ <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q3-2025>

² 1 miliard stóp sześciennych (1 bln cf) to około 28,3168466 m³.

³ W II kwartale 2025 r. należąca do Venture Global fabryka Plaquemines LNG wyeksportowała 51 ładunków spotowych po wyższych opłatach, wyprzedzając Calcasieu Pass. Strategia podkreśla wartość arbitrażu na rynku spot i szybkiego uruchamiania, ale zwiększa napięcia związane z dostawami kontraktów. Wolumen ten znacznie przewyższył 38 ładunków wysłanych z Calcasieu Pass. Przypomnę, że największe firmy energetyczne, w tym BP, Shell, Edison, Orlen i Repsol, wszczęły postępowanie arbitrażowe, twierdząc, że Venture Global priorytetowo traktowało wolumeny sprzedaży spotowej po wyższych cenach w stosunku do długoterminowych kontraktów na Calcasieu Pass. Venture Global kwestionuje te roszczenia, powołując się na opóźnienia techniczne w systemach elektrycznych Calcasieu Pass za wszelkie opóźnienia w pełnej działalności komercyjnej. W lipcu Venture Global, Inc. i Securing Energy for Europe GmbH (SEFE) ogłosiły sfinalizowanie

- Corpus Christi Stage 3 (14 mld m³/r) rozpoczął działalność w lutym 25 roku. Oczekuje się, że pierwsze trzy ciągi średniej skali zostaną oddane do użytku w tym roku, a pozostałe cztery w 2026 roku.
- Golden Pass ma uruchomić swój pierwszy ciąg w październiku 25 r. o przepustowości 8 mld m³ /r i będzie czynny od 2026 r. Oczekuje się, że ciągi 2 i 3 zostaną oddane do użytku w latach 2026/27, co zwiększy łączną przepustowość projektu do blisko 25 mld m³/r.
- LNG Canada (19 mld m³/r) załadował swój pierwszy ładunek pod koniec czerwca 2025 r. i oczekuje się, że zwiększy dostawy do pełnej zdolności do 2026 r. Skorzystają na tym przede wszystkim główne rynki azjatyckie.
- Meksyk projekt Costa Azul LNG (4,4 mld m³/r) ma rozpocząć działalność wiosną 2026 r. i opiera się przede wszystkim na dostawach gazu wsadowego z USA.

Poza Ameryką Północną:

- najważniejszym projektem jest ekspansja Kataru North Field East. Megaprojekt będzie miał zdolność produkcyjną 44 mld m³ /r. Pierwszy ciąg ma zostać oddany do użytku w połowie 2026 r., a projekt będzie stopniowo zwiększany do pełnej przepustowości w latach 2027/28.
- W Afryce, kongijska faza 2 FLNG (3,2 mld m³/r) może rozpocząć działalność pod koniec 2025 r., wraz z przybyciem Nguya FLNG. produkcja wzrosłaby do 2026 r., zaopatrując przede wszystkim rynek europejski.
- W Australii Pluto LNG Train2 (7 mld m³/r) ma rozpocząć działalność w drugiej połowie 2026 r. i osiągnąć pełną zdolność produkcyjną do 2027 r., przy czym dostawy będą przeznaczone przede wszystkim na główne rynki azjatyckie.

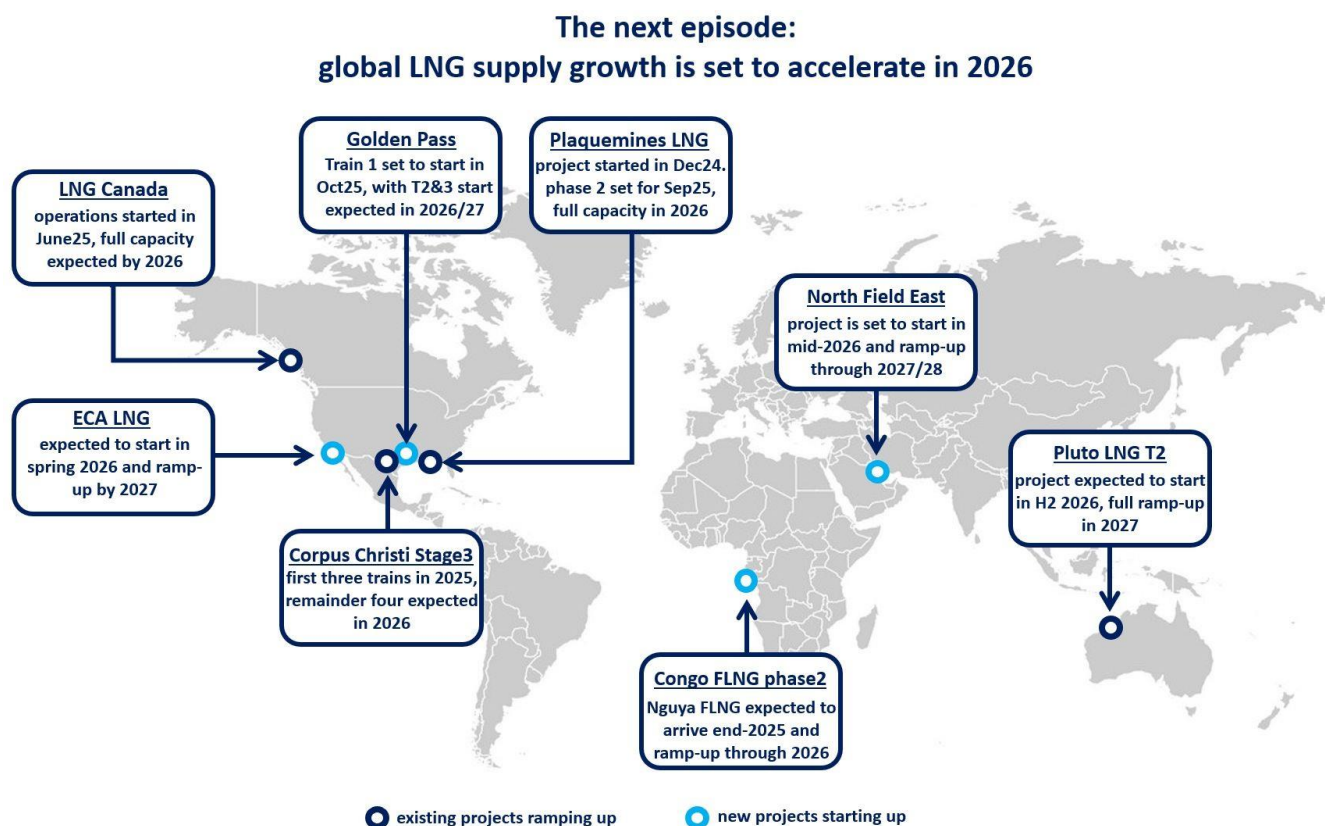
Rok 2026 będzie rokiem mega-fali LNG. Będzie to również test na to, jak popyt zareaguje na silniejszy wzrost podaży, zwłaszcza w Azji⁴.

Koniec lipca to energetyczna transakcja UE/USA – mimo wszystko proszę, aby się do liczb nie przywiązywać. I za moment do tego wrócę, ponieważ w mojej ocenie umowa handlowa między USA a UE, przewidująca 15-procentową taryfę bazową, nie powinna być postrzegana jako triumf otwartego i wolnego handlu, ale raczej jako wyrachowany strategiczny odwrót i konieczny akt kontroli szkód przez Unię Europejską (Polskę, wg premiera Tuska ma to kosztować 8 mld zł rocznie). Chociaż skutecznie zapobiega ona potencjalnie katastrofalnej wojnie handlowej i zapewnia przedsiębiorstwom pewną istotną przewidywalność, jednocześnie nakłada na europejskich eksporterów nowe i znaczące koszty. Umowa ta podkreśla utrzymującą się kruchość światowych stosunków handlowych oraz gotowość głównych mocarstw do stosowania środków protekcyjnych jako środka nacisku. W rzeczywistości UE wybrała opcję "najmniejszego zła", aby zabezpieczyć szersze stosunki gospodarcze i uniknąć znacznie bardziej szkodliwej konfrontacji. Unia Europejska podjęła

umowy, na mocy której spółka zależna SEFE, SEFE Energy GmbH, będzie kupować dodatkowe 0,75 mln ton skroplonego gazu ziemnego (LNG) rocznie od CP2 LNG, trzeciego projektu Venture Global, przez 20 lat. To zmiana obowiązującej Umowy podpisanej przez spółki w 2023 roku, zwiększając łączny wolumen LNG kupowanego przez SEFE od CP2 LNG do 3,0 mln ton rocznie. Oczekuje się, że Venture Global stanie się największym dostawcą LNG do Niemiec, z łączną umową o wartości 5 MTPA na 20-letnie umowy na odbiór podpisanych z SEFE i EnBW. Oprócz istniejących umów długoterminowych, Venture Global dostarczył do tej pory Niemcom prawie 80 ładunków LNG z instalacji LNG w Calcasieu Pass i Plaquemines. Por.: https://ventureglobal.com/2025/07/09/venture-global-and-sefe-announce-expansion-of-lng-partnership/?utm_source=substack&utm_medium=email

⁴ <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7350419759881969664/>

w ostatnich latach szereg kroków, aby uniezależnić się od rosyjskiego gazu ziemnego, który przed inwazją na Ukrainę w 2022 r. stanowił prawie połowę dostaw. Jednak podczas gdy zmiany zachodzące w Europie mogą stanowić bodziec dla światowych eksporterów LNG, w tym projektów działających lub opracowywanych w USA, zmiany w polityce UE wprowadziły również większą niepewność co do popytu. Chociaż popyt na gaz przemysłowy (górna linia na Rys.2.) poprawił się w 2024 r. w wyniku spadku popytu spowodowanego cenami w latach 2022-23, gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej (dolny poziom) nadal spadał ze względu na zwiększoną dyspozycję odnawialnych źródeł energii, a ogólne zapotrzebowanie na gaz pozostało o 20 proc. poniżej średniej z lat 2017-21.

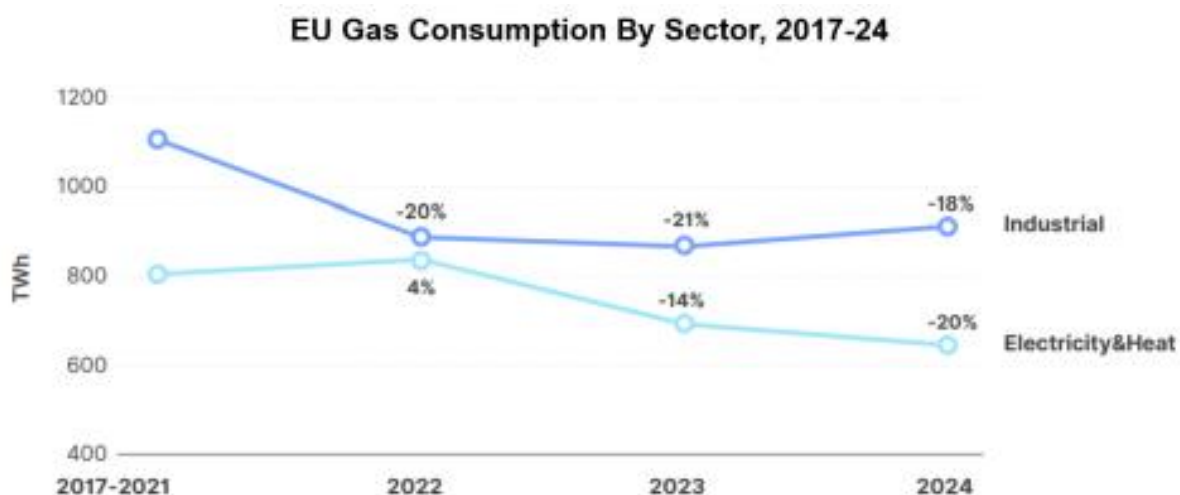


Rys. 1. Nowe zdolności produkcji LNG do 2026 r.

Źródło: ICIS; Greg Molnar⁵

Z perspektywy LNG europejski popyt spadł o 22-25 mld m³ w 2024 r., częściowo z powodu łagodnej zimy 2023-24, która zmniejszyła ilość LNG wymaganą do ponownego napełnienia magazynów do wymaganego przez UE poziomu napełnienia 90% do listopada 2024 r. Lekcja z tego płynąca jest taka, że przewidywanie popytu na gaz i LNG w kontekście europejskim jest obarczone wieloma zmiennymi i znaczną niepewnością. Historycznie rzecz biorąc, modelowanie popytu na gaz ziemny było prostą funkcją przede wszystkim temperatury powietrza otoczenia i wzrostu gospodarczego.

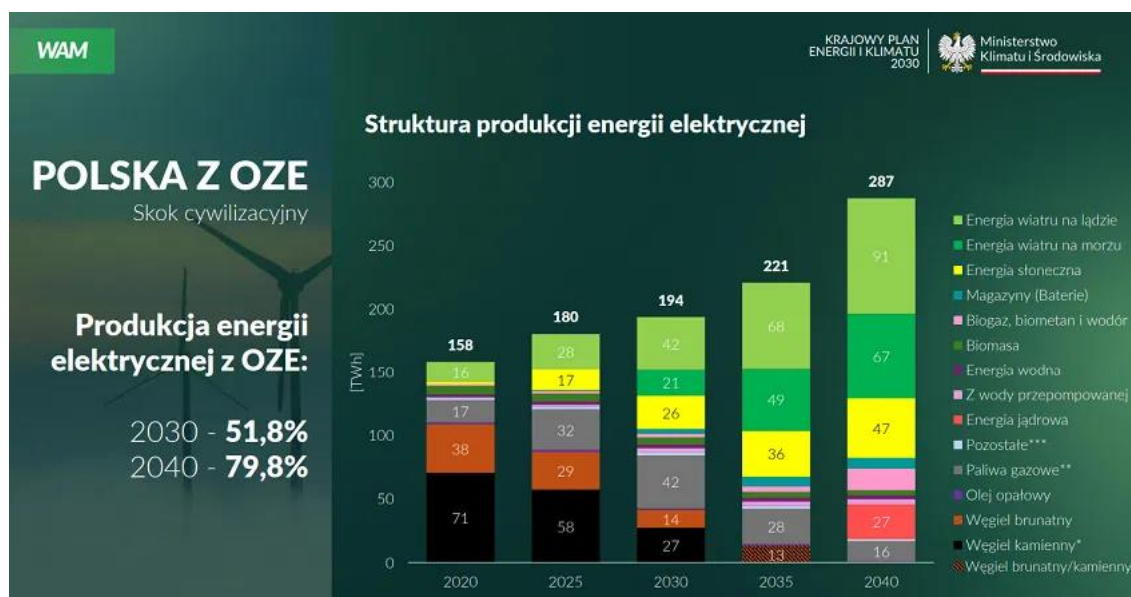
⁵ <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7350419759881969664/>



Rys. 2. Zużycie gazu w UE w podziale na sektory; wartości średnie z lat 2017-24.

Źródło: ACER

Sytuacja się jednak zmienia, ponieważ Komisja Europejska przyjęła plany i polityki mające na celu zmniejszenie zapotrzebowania na gaz z obecnego poziomu poprzez szereg nowych celów, które prawdopodobnie sprawią, że prognozowanie zapotrzebowania na gaz będzie jeszcze trudniejsze do oszacowania. Widzimy to na przykład w prezentowanym na koniec lipca kolejnej wersji KPEiK⁶,



Rys. 3. KPEiK – prezentacja Ministerstwa Klimatu i Środowiska 28/07/2025 r. (vide także omówienie KPEiK).

Źródło: Cire;

gdzie udział gazu ziemnego w miksie energetycznym Polski drastycznie spada już za 10 lat (po co w takim razie FSRU w Gdańsku?). Współczuję GAZ-SYSTEM.

Podczas gdy branża koncentruje się na długoterminowym rocznym popycie, czynniki śródroczne utrudniają oszacowanie popytu krótkoterminowego. Komplikacje te wynikają z rosnącego wpływu energii odnawialnej, ponieważ wahania zapotrzebowania na gaz nie są już determinowane przede wszystkim przez temperaturę otoczenia, ale także przez ilość światła słonecznego i energii wiatrowej dostępnej w danym dniu, co komplikuje planowanie przez nabywców gazu energetycznego/komunalnego. Dobitnie pokazały to gwałtowne wzrosty zapotrzebowania na gaz w UE (Niemcy!) odnotowane w listopadzie 2024 r. w związku z "Dunkelflaute" – pisałem o tym w listopadowym podsumowaniu⁷.

Formalnie w UE mamy dwa odrębne plany, które mają na celu ograniczenie zużycia paliw kopalnych. Pierwszym z nich jest pakiet Fit for 55 (FF55), którego celem jest zmniejszenie do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych netto w UE o co najmniej 55 proc. w stosunku do poziomu z 1990 r. i wprowadzenie UE na drogę do osiągnięcia neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla do 2050 r. Przepisy zostały przyjęte przez Parlament Europejski w październiku 2023 r., a ich cele w zakresie emisji są prawnie wiążące dla wszystkich państw członkowskich UE.

Drugą inicjatywą jest REPowerEU, ustanowiony w 2022 r. w następstwie inwazji Rosji na Ukrainę. W maju '25 wydała mapę drogową⁸ dotyczącą wyeliminowania dostaw rosyjskiego gazu i LNG do końca 2027 r. i ma szereg ambitnych celów, w tym:

- ✓ Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych (PV) wynosząca odpowiednio 510 gigawatów (GW) i 592 GW do 2027 roku.
- ✓ Instalacja 10 milionów pomp ciepła do 2030 roku.
- ✓ Rozwój 20 mln t/r wodoru odnawialnego do 2030 roku. Z tego 10 mln t/r pochodziłoby z UE, 6 MMtpa z importu, a 4 MMtpa pochodziłoby ze źródeł takich jak azan (amoniak), (nośnik wodoru.)
- ✓ Produkcja biometanu na poziomie 35 mld m³ (3,4 mld m³/d) do 2030 r., czyli o 20 mld m³ (więcej niż cel w FF55).

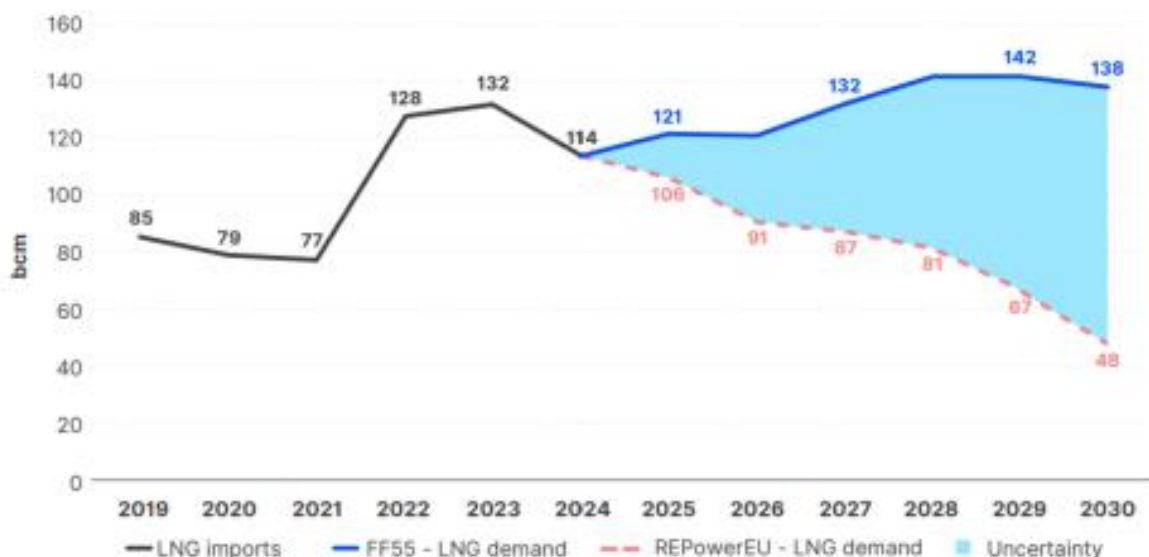
Jednak w przeciwieństwie do FF55, REPowerEU nie jest prawnie wiążący dla państw członkowskich. Chociaż obie inicjatywy przewidują zaprzestanie importu rosyjskiego gazu i LNG do końca 2027 r., istnieją między nimi znaczne różnice pod względem ilości gazu, jakiej UE będzie potrzebować do 2030 r. Oczekuje się, że w ramach FF55 import LNG ustabilizuje się na tym samym poziomie, co w latach 2022-24, przy czym potencjalny wzrost do 2030 r. będzie napędzany wzrostem gospodarczym (niebieska linia na Rys.4.). Jednak REPowerEU (przerwana czerwona linia) wyznacza znacznie wyższe cele dekarbonizacyjne, tak aby popyt na gaz w 2030 r. był o 90 mld m³ niższy niż w przypadku FF55 (obszar zacieniony na niebiesko), co odpowiada 65 mln ton LNG. Jest to ogromny zakres niepewności, a ostateczny wynik najprawdopodobniej będzie plasował się gdzieś pośrodku, między innymi dlatego, że

⁷ https://rynek-energii-elektrycznej-i-gazu.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/listopad-2024--miesieczne-podsumowanie-w-produkcji-energii-elektrycznej-w-polsce-w-obszarze-zrodel-gazowych?utm_source=newsletter

⁸ https://energy.ec.europa.eu/strategy/repowereu-roadmap_en

REPowerEU nie osiąga obecnie swoich celów innych niż zainstalowana moc słoneczna. I nijak się ma do złożonych zapewnień Trump/ Ursula von der Leyen).

EU LNG Imports Under Fit-for-55 and REPowerEU Scenarios, 2025-2030



Rys. 4. Import LNG przez UE wg FF55 i REPowerEU

Źródło ACER; RBNEnergy.com

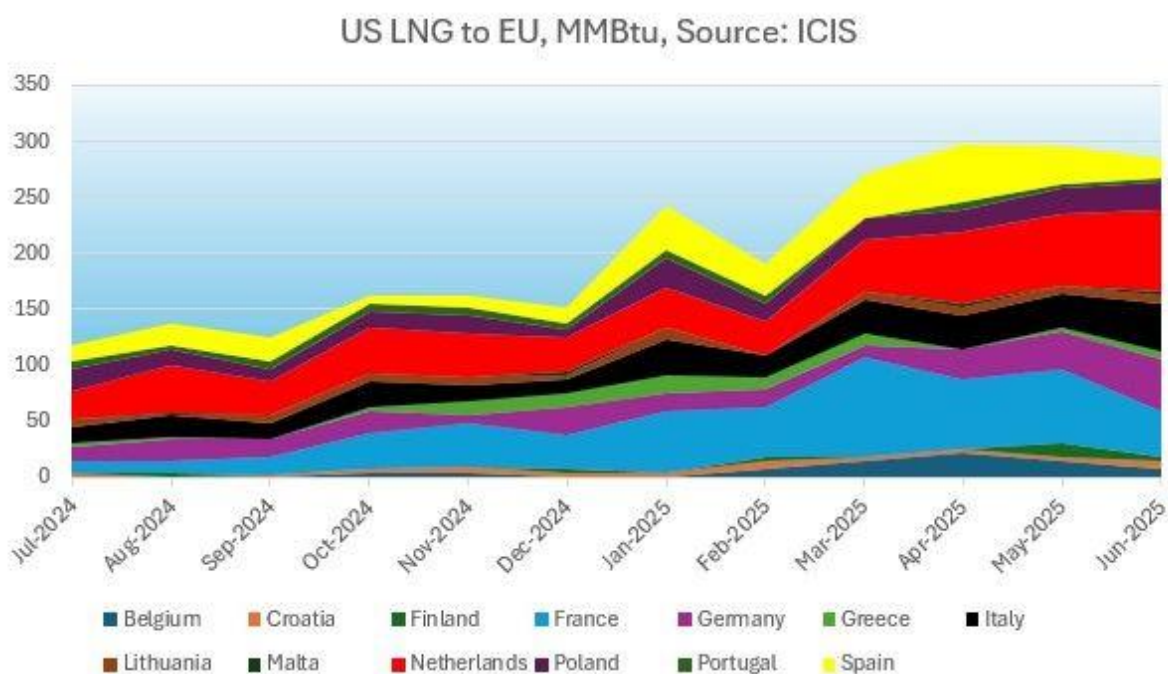
Ale wytrawnym politykom to kompletnie nie przeszkadza. 30 lipca Komisja Europejska stwierdziła, że wybór miejsca zakupu energii pozostanie oczywiście w gestii prywatnych firm, ale rozważa połączenie popytu europejskich nabywców, aby dopasować go do dostaw z USA w programie AggregateEU – przypomnę, to kolejny unijny program tym razem łączenia popytu przedsiębiorstw na gaz, który został uruchomiony w 2022 r. w odpowiedzi na wojnę w Ukrainie. "W tej chwili nie mamy żadnej decyzji w sprawie dedykowanego generatora, ale można to zrobić bardzo szybko, jeśli będzie taka potrzeba i zainteresowanie" – powiedział rzecznik⁹. Kolejna runda tego programu dedykowana (wymierzona) dla amerykańskiego LNG może zostać zorganizowana już we wrześniu, jeśli zajdzie taka potrzeba, powiedział rzecznik Komisji. "Nie będzie to miało żadnego wpływu na nasze cele dekarbonizacyjne, żadnego. Umowa została zawarta na trzy lata, tylko na trzy lata" - powiedział w czwartek rzecznik. Jednak Komisja stwierdziła w notatce informacyjnej opublikowanej w środę 29/07, że może „dopasować” firmy z UE do dostaw LNG z USA na dłuższy okres - od 2025 do 2050 roku¹⁰.

Biorąc pod uwagę już taką różnicę w prognozach popytu na LNG oraz dodatkowo umowę „biggest deal ever made’ as USA and EU” i jak widać ręczne sterowanie biznesem, powstaje pytanie w jaki sposób importerzy LNG z UE (i Wielkiej Brytanii) będą zarządzać swoimi portfelami dostaw, aby dostosować się do niepewności w przyszłości? Umowy długoterminowe to ciągle dostawy z Norwegii, Algierii i Libii, w połączeniu z krajowym

⁹ <https://www.msn.com/en-us/money/markets/eu-considers-pooling-demand-from-companies-to-buy-more-us-gas/ar-AA1JEjHZ?>; <https://www.reuters.com/business/energy/eu-considers-pooling-demand-companies-buy-more-us-gas-2025-07-31/>

¹⁰ <https://www.reuters.com/business/energy/eu-considers-pooling-demand-companies-buy-more-us-gas-2025-07-31/>

wydobyciem gazu w UE oznacza, że import LNG będzie musiał być kontraktowany na warunkach, które zapewnią nabywcom elastyczność ilościową, bez konieczności polegania na rynku spotowym. Oznacza to, że firmy, importerzy muszą zawsze być w stanie zaspokoić popyt i dlatego *muszą mieć długie pozycje w LNG i gaz ziemny w magazynach*. Aby to osiągnąć, kilku głównych europejskich importerów gazu/LNG – wg ISE około 10-ciu) podjęło decyzję o zakupie LNG w ramach długoterminowych kontraktów na warunkach free-on-board (FOB) od amerykańskich projektów i czarterowaniu żeglugi nie tylko w celu zarządzania strukturą dostaw do swoich obiektów importowych, ale także w celu rozwinięcia zdolności do handlu ładunkami do innych miejsc docelowych. (Orlen dzięki przejściu umów PGNiG jest takim fantastycznym przykładem, który ma własne tankowce i wywozi ładunki z USA na warunkach FOB.) Nie jest niczym niezwykłym, że także LNG niemieckiego RWE jest dostarczany do nabywców na Dalekim Wschodzie. Oznacza to również, że jeśli popyt na LNG w Europie spadnie – niezależnie od trajektorii – a podaż LNG wzrośnie, zwłaszcza z USA, LNG będzie w coraz większym stopniu stawał się wahadłowym źródłem dostaw do UE. To z kolei oznacza, że europejski rynek importu LNG będzie stawał się coraz bardziej konkurencyjny. Niedawny przegląd ładunków pochodzących z USA zmierzających do Europy Północnej i Południowej wykazał 30 ładunków kontrolowanych przez 17 różnych dostawców, co wskazuje na już żywy rynek dostaw LNG. Jeśli chodzi o infrastrukturę, Europa jest bardzo dobrze przygotowana do przyjmowania bardzo zmiennych wielkości dostaw. Import LNG w 2024 r. wykorzystał tylko 42% zdolności importowych UE i może wymagać tylko jednej trzeciej dostępnych zdolności importowych do 2030 r. Pomimo niepewności co do popytu na gaz i LNG, europejscy nabywcy LNG wydają się być dobrze przygotowani do dostosowania się do oczekiwanych wahań podaży i będą starali się to zrobić bez narażania się na zmienność cen, która charakteryzowała rynek w 2022 r¹¹.

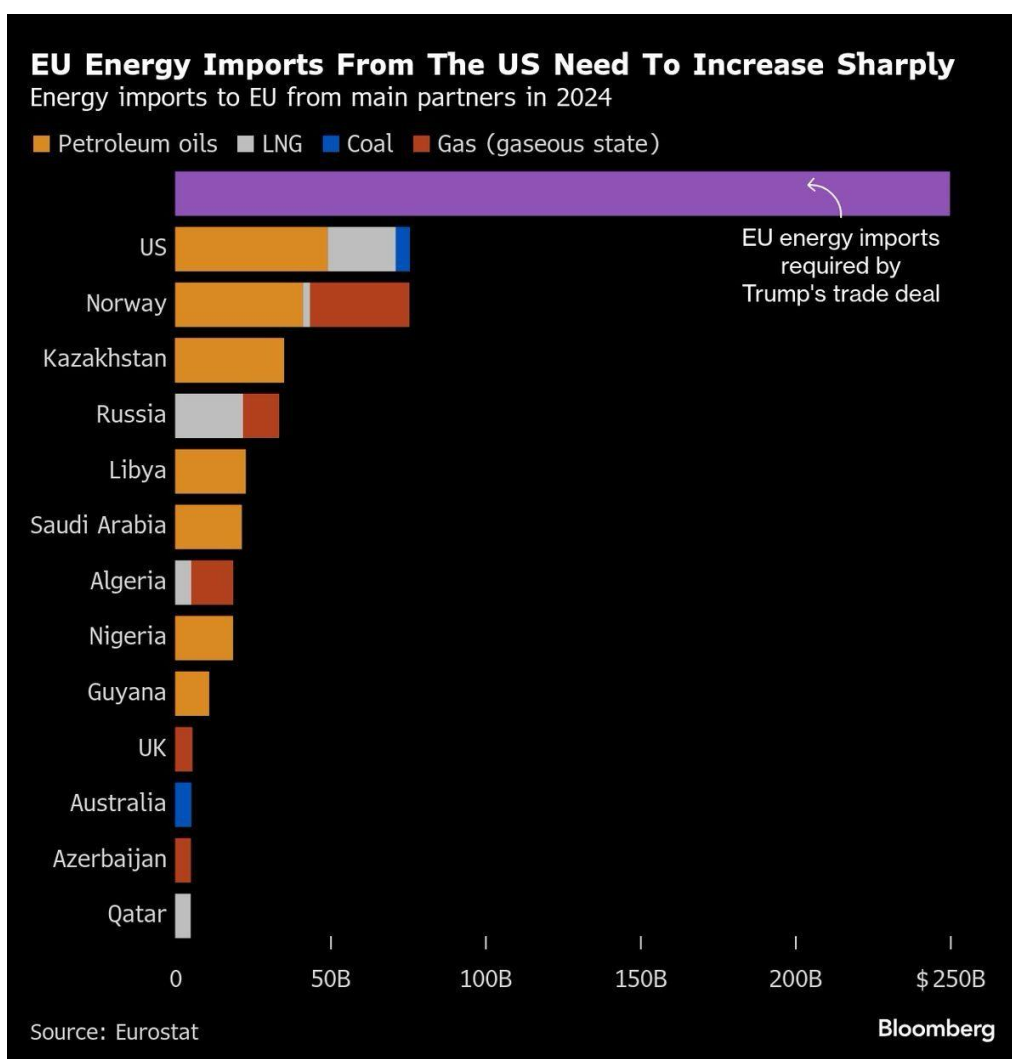


Rys. 5. Eksport LNG do UE [mmBtu].

Źródło ICIS;

¹¹ Opr. Na podstawie: <https://rbnenergy.com/turn-the-page-eu-efforts-to-move-away-from-russian-gas-add-uncertainty-to-global-lng-market>

„W ciągu ostatnich 12 miesięcy Stany Zjednoczone wyeksportowały do UE około 2,4 mld mmBtu LNG. Przy obecnych cenach około 11 USD/mmBtu, odpowiada to około 26,4 mld USD rocznie, czyli około 75 mld USD w ciągu trzech lat. W ciągu ostatnich 12 miesięcy prawie połowa amerykańskiego eksportu LNG trafiła do UE. Całkowity eksport LNG z USA w tym okresie wyniósł około 5,0 mld MMBtu, co przy obecnych cenach rynkowych można wycenić na około 55 mld USD rocznie. W nowej umowie handlowej między UE a USA Europa zaoferowała zakup ropy, gazu, paliwa jądrowego i półprzewodników o wartości około 750 mld dolarów w ciągu trzech lat, w ramach umowy mającej na celu uniknięcie wyższych ceł na towary z UE sprzedawane do USA. Tak więc przy obecnych wskaźnikach importu i obecnych cenach UE mogłaby osiągnąć około 10% ze swojego celu w wysokości 750 mld USD poprzez zakupy LNG. W tym okresie produkcja w USA będzie dalej rosła, co może pozwolić na dodatkowe zwiększenie zakupów, ale jest mało prawdopodobne, że będzie ono aż tak bardzo duże”¹². Ładnie pokazał to Bloomberg.



Rys. 6. Import energii do UE od głównych dostawców w 2024 r. [USD].

Źródło Bloomberg; Eurostat

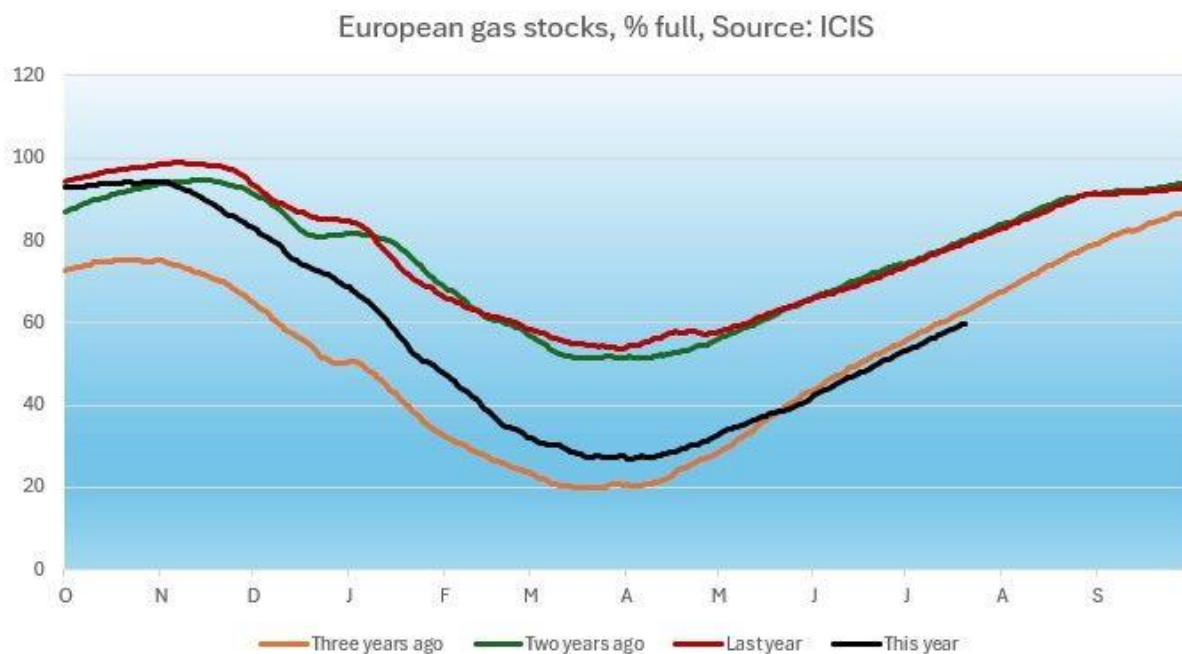
¹² Por. także: <https://www.linkedin.com/in/alex-froley/>;

<https://www.icis.com/asian-chemical-connections/2025/07/pros-and-cons-for-the-eu-of-the-trade-deal-with-the-us/>;

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_25_1930

„Obietnica UE dotycząca zakupu amerykańskich produktów energetycznych o wartości 750 miliardów dolarów w ciągu trzech lat będzie trudna do spełnienia. Wymagałoby to rocznych zakupów gazu ziemnego, ropy naftowej i technologii jądrowych o wartości 250 miliardów dolarów, w tym także technologii małych reaktorów modułowych (SMR). Przewodnicząca Komisji Europejskiej Ursula von der Leyen powiedziała, że jej szacunki opierają się na istniejącym planie odejścia od pozostałych rosyjskich dostaw paliw kopalnych i zakupów "bardziej przystępny cenowo" skroplonego gazu ziemnego i innych surowców od amerykańskich producentów. Trudno jednak wyobrazić sobie, w jaki sposób UE osiąga tak ambitne przepływy w tak krótkim czasie. Całkowity import energii z USA wyniósł w zeszłym roku mniej niż 80 miliardów dolarów, znacznie mniej niż obietnica złożona Trumpowi przez von der Leyen. Całkowity eksport energii z USA wyniósł nieco ponad 330 miliardów dolarów w 2024 roku”¹³.

Europejskie magazyny gazu nadal zapełniają się w tempie podobnym do tego obserwowanego trzy lata temu, latem 2022 r. Obecny poziom zapasów wynoszący około 60% jest o 20 punktów procentowych niższy niż w tym samym czasie w ciągu ostatnich dwóch lat. W poprzednich dwóch latach zimą panowała łagodna pogoda, więc magazyny nie były tak bardzo wyczerpywane w okresie zimowym, a do jego ponownego napełnienia potrzeba było mniej paliwa. Jeśli magazynowanie utrzyma trajektorię sprzed trzech lat, do października może być zapełnione w ponad 90%, co jest więcej niż wystarczające, aby osiągnąć europejskie cele. Na początku roku Europa dążyła do 90% zapasów magazynowych do 1 listopada, ale od tego czasu złagodziła cel i wymaga tylko 80% poziomu zapasów.



Rys. 7. Magazynowanie gazu ziemnego w Europie [%].

Źródło ICIS; <https://www.linkedin.com/in/alex-froley/>

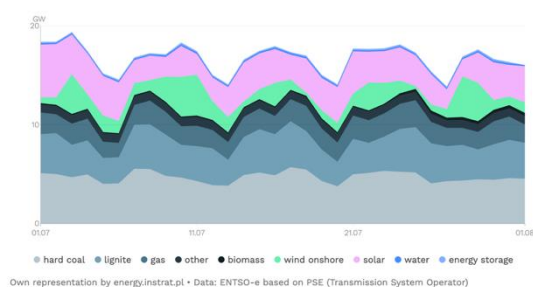
¹³ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-07-28/the-eu-s-monster-energy-deal-with-trump-looks-hard-to-achieve>

I jeszcze parę słów o cenach na koniec lipca¹⁴. Średnia cena LNG z dostawą we wrześniu do Azji Północno-Wschodniej wyniosła 11,90 USD za MMBtu, co oznacza spadek z 12,30 USD za MMBtu tydzień wcześniej - najniższa od 16 maja. W Europie SP Global Commodity Insights ocenił swój dzienny benchmark cenowy LNG Marker w Europie Północno-Zachodniej dla ładunków dostarczonych we wrześniu na zasadzie ex-ship na poziomie 10,869 USD za MMBtu w dniu 24 lipca, co stanowi dyskonto w wysokości 0,44 USD za MMBtu w stosunku do wrześniowej ceny kontraktów terminowych holenderskiego hubu TTF. Afghan podał, że stawki frachtowe LNGC na Atlantyku utrzymały się na stałym poziomie 33 750 USD dziennie w piątek 30 lipca, podczas gdy stawki na Pacyfiku spadły do 37 250 USD dziennie.

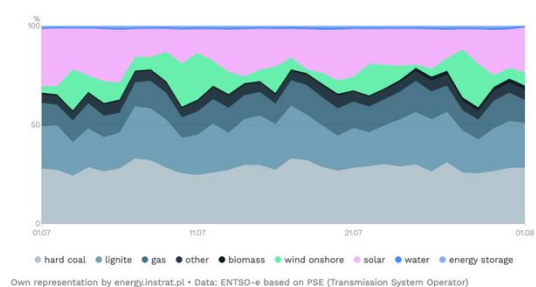
Według Bloomberg Finance, L.P., średnie tygodniowe ceny kontraktów terminowych na skroplony gaz ziemny (LNG) w Azji Wschodniej spadły o 9 centów do średniej tygodniowej 11,94 USD/MMBtu. Kontrakty terminowe na gaz ziemny z dostawą do Title Transfer Facility (TTF) w Holandii spadły o 12 centów do średniej tygodniowej 11,32 USD/MMBtu. W tym samym tygodniu ubiegłego roku (tydzień kończący się 31 lipca 2024 r.) ceny wynosiły 12,35 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 10,70 USD/MMBtu w TTF.

Poniżej dwa rysunki według danych ENTSO-E w Polsce pokazujące strukturę wytworzenia energii elektrycznej w lipcu 2025 r.

Electricity production in Poland
in net gigawatts (GW) or percentage, by source



Electricity production in Poland
in net gigawatts (GW) or percentage, by source



Rys. 8. Wytworzenie EE w Polsce w lipcu 2025 r. wg źródeł wytwarzania. [GW - %].
Źródło: Entsoe;

¹⁴ <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>