

## Miesięczne zmiany w produkcji energii elektrycznej w Polsce w obszarze źródeł gazowych – komentarz: Andrzej P. Sikora Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. (październik 2025)

Na koniec pierwszego miesiąca czwartego kwartału roku mamy chwilową nadpodaż LNG na rynku, a TTF od kilku dni znajduje się pod presją. Łagodna pogoda w Europie Północnej, z prognozami temperatur powyżej norm sezonowych przez najbliższe dwa tygodnie, wpływa na europejski popyt. (Nota bene jak w dalszym ciągu rynek spot rządzi – duże ryzyko, ale i zyski mogą być największe.) W pierwszej dekadzie listopada spodziewana jest silniejsza niż zwykle generacja energii wiatrowej, co również powinno utrzymać na niskim poziomie popyt na gaz ze strony sektora energetycznego. Pojawiły się również doniesienia o dodatkowych dostawach LNG z Kanady w najbliższym czasie. Pakistan wezwał w październiku (rozmowy trwają od maja) Katar do przekierowania 24 zakontraktowanych ładunków skroplonego gazu ziemnego (LNG) na rynek międzynarodowy w 2026 r., w związku ze spadkiem popytu krajowego i nadpodażą gazu w kraju<sup>1</sup>. (Pamiętajcie jak w zeszłym miesiącu pisałem o ofercie Kataru na dodatkowe dostawy do naszego regionu – wróć do tego jeszcze później w tekście.)

Widzimy silny poziom wsparcia na poziomie 30-31 EUR/MWh dla gazu TTF w najbliższym miesiącu, choć rok temu spodziewałem się ceny bliżej 25-26 EUR/MWh. Cena spot w Stanach spot Henry Hub spadła do 3,3 USD za milion brytyjskich jednostek termicznych (MMBtu). Cena kontraktów terminowych Henry Hub: Kontrakt na NYMEX dla listopada 2025 r. wygaś na poziomie 3,376 USD/MMBtu, co oznacza spadek o 7 centów w stosunku do ostatniej środy (29/10/2025). Cena kontraktu na NYMEX dla grudnia 2025 r. spadła do 3,815 USD/MMBtu, co oznacza spadek o 25 centów od ostatniej środy. Cena 12-miesięcznych kontraktów terminowych od grudnia 2025 r. do listopada 2026 r. spadła o 13 centów do 3,840 USD/MMBtu.

*„Międzynarodowe ceny kontraktów terminowych: Zmiany cen międzynarodowych kontraktów terminowych na gaz ziemny były mieszane w tym tygodniu raportu. Według Bloomberg Finance, L.P., średnie tygodniowe ceny kontraktów terminowych na skroplony gaz ziemny (LNG) w Azji Wschodniej wzrosły o 4 centy do średniej tygodniowej 11,19 USD/MMBtu. Kontrakty terminowe na gaz ziemny z dostawą w Title Transfer Facility (TTF) w Holandii spadły o 6 centów do średniej tygodniowej 10,86 USD/MMBtu. W tym samym tygodniu ubiegłego roku (tydzień kończący się 30 października 2024 r.) ceny wynosiły 13,70 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 13,45 USD/MMBtu w TTF<sup>2</sup>.*

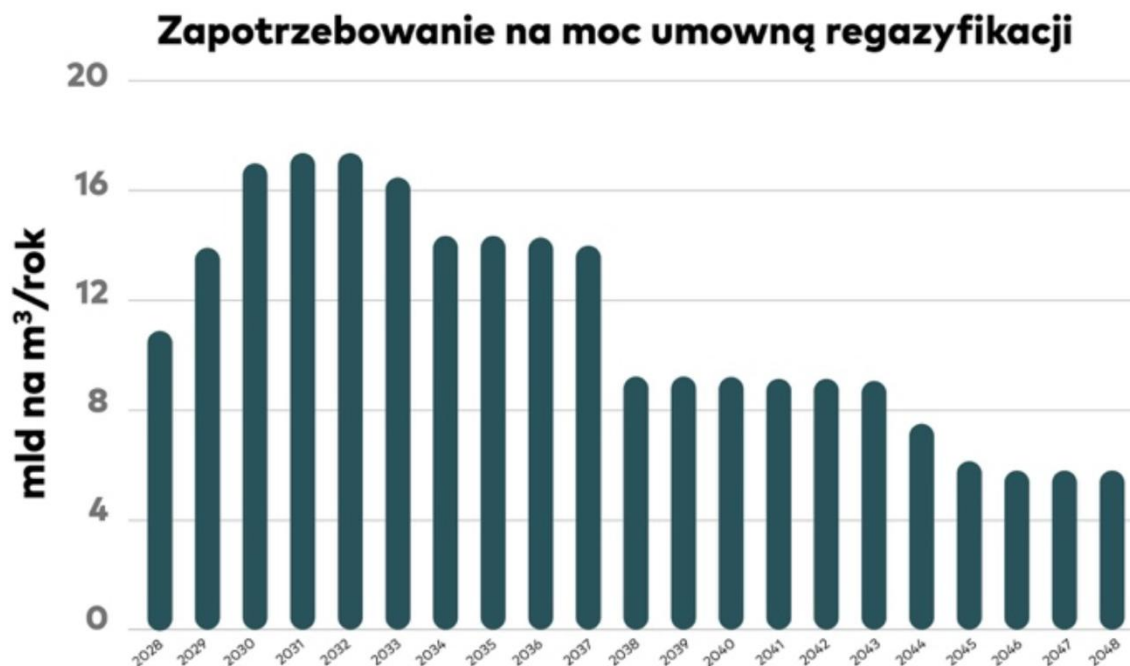
Komentarz zacznę do ciekawego wyniku niewiążącej procedury „open season” na drugi FSRU w Gdańsku. W badaniu udział wzięło 14 firm krajowych oraz zagranicznych. Zgłoszone zapotrzebowanie na lata 2031 - 2032 niemal czterokrotnie przekroczyło planowaną moc instalacji drugiej jednostki FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit), która byłaby zdolna do regazyfikacji 4,5 mld m<sup>3</sup> paliwa gazowego rocznie. Prawie połowa regazyfikowanego LNG miałaby zostać przeznaczona na eksport w kierunku Ukrainy, Słowacji, Czech oraz Litwy.

---

<sup>1</sup> Pakistan importuje obecnie dziewięć statków/dostaw LNG z Kataru każdego miesiąca, pięć w ramach 15-letniego kontraktu o cenie 13,37% ropy Brent i cztery w ramach 10-letniego kontraktu o cenie 10,2% ropy Brent. Obie umowy opierają się na sztywnych warunkach "Take-or-Pay", które wymagają zapłaty niezależnie od tego, czy gaz jest zużywany. Por.: <https://www.geo.tv/latest/629173-pakistan-asks-qatar-to-divert-2026-lng-shipments-amid-oversupply-concerns>; <https://exclusivewaves.com.pk/pakistan-decides-to-initiate-talks-with-qatar-for-lng-cargos-diversion-during-adp-finalization-for-2026/>

<sup>2</sup> Na podstawie publicznie dostępnych danych także <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>

Szacowany wolumen eksportu (klienci z Czech, Słowacji, Węgier i Litwy) wynosi od 6,9 do 8,9 mld m<sup>3</sup>, a w kolejnych dekadach może spaść do ok. 2,6 mld m<sup>3</sup>/r.



**Rys. 1.** Przewidywane przez GAZ-SYSTEM zapotrzebowanie na regazyfikacji w FSRU2.  
Źródło: GAZ-System.

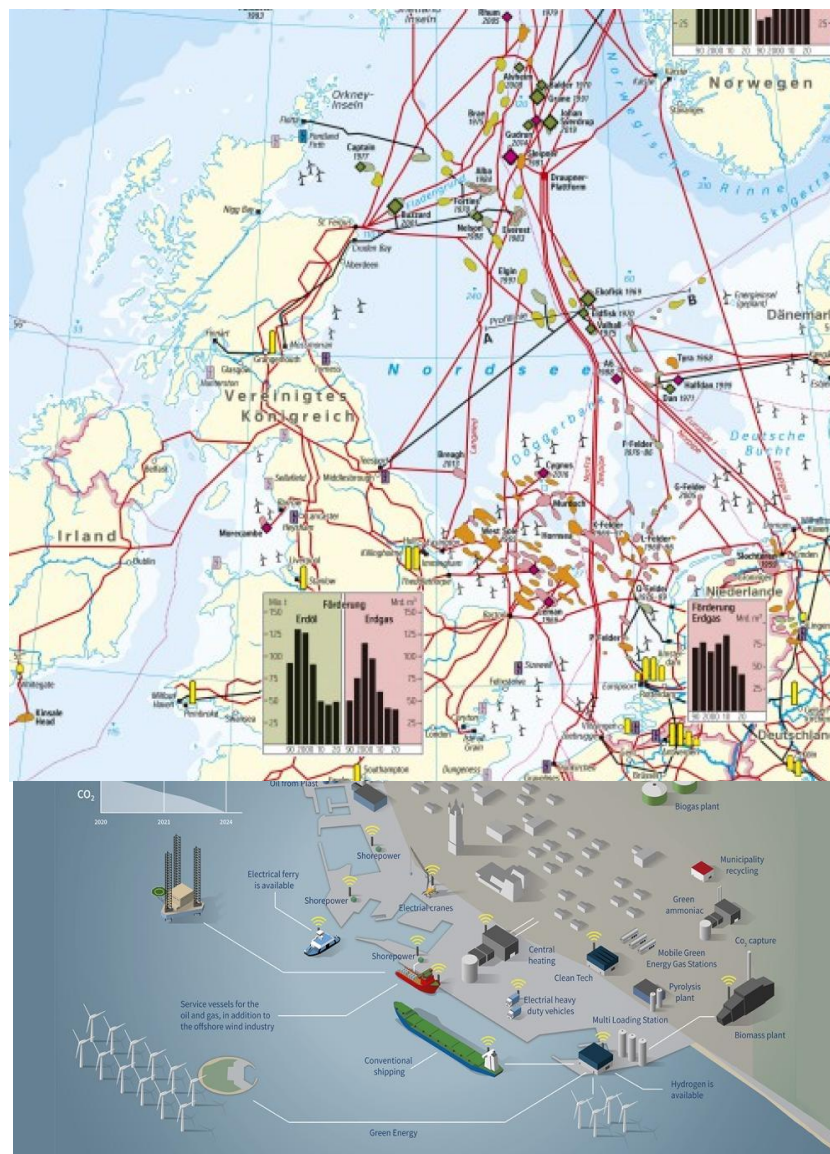
Od lat powtarzam, że duplikowaną dla Gdańska lokalizacją dla drugiego polskiego FSRU powinno być duńskie Esbjerg<sup>3</sup>. Polską racją stanu jest posiadanie dostępu do magazynów ropy naftowej, gazu ziemnego i paliw (diesel; JET A1) przed Cieśninami Duńskimi. Ulokowanie FSRU

<sup>3</sup> Por.: Sikora A., Sikora M., „Złoże duńskie. Model Tyra” CIRE: <https://www.cire.pl/item,177249,13,0,0,0,0,zloze-dunskie-model-tyra.html>; Dania pierwszego komercyjnego odkrycia dokonała w 1972 roku. Obecnie na duńskim szelfie kontynentalnym Morza Północnego znajduje się 55 platform na 20 polach naftowych i gazowych. Total francuski jest odpowiedzialny za wydobycie w 15 z tych pól, brytyjski Ineos działa na kolejnych trzech, a Hess i Wintershall Dea obsługują po jednym. W 2019 roku Dania wydobywała 103 000 boe/d, (dla porównania PKN ORLEN w Płocku ma zdolności przerobowe 276 000 boe/d, a PGNiG w Norwegii szacuje swoje wydobycie na 2200 boe/d) co dawało Danii drugie miejsce pod względem wielkości wydobycia w UE po Wielkiej Brytanii. W tym samym roku Dania wydobyla łącznie 3,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. (ORLEN w Polsce ok 4 mld m<sup>3</sup>). Po uruchomieniu ponownym wydobycia ze złoża TYRA przewiduje się, że duńska produkcja ropy i gazu wzrośnie w nadchodzących latach, zanim osiągnie szczyt odpowiednio dla ropy w 2028 i dla gazu ziemnego w 2026 r., aby następnie spadać. Głównym uzasadnieniem takich strategicznych decyzji jest wykorzystanie tych działań jako trampoliny do odgrywania roli światowego lidera w pracach nad wycofywaniem ropy i gazu. Minister klimatu, energii i zaopatrzenia Dan Jørgensen powiedział: „Bardzo się cieszę, że mamy teraz szerokie porozumienie w sprawie przyszłości Morza Północnego i chciałbym podziękować stronom za konstruktywne podejście do negocjacji. [...] „Umowa wyznacza nowy, zielony kurs dla Morza Północnego, a jednocześnie zapewnia naprawdę dobrą równowagę i przynosi korzyści wszystkim. Kończymy teraz erę paliw kopalnych i wyznaczamy linię prostą między naszą działalnością na Morzu Północnym a celem ustawy klimatycznej, jakim jest neutralność klimatyczna w 2050 r.”

Branża naftowa wydaje się być w pewnym stopniu zabezpieczona niezależnie od decyzji. Mianowicie ustalono, że obszar Esbjerg będzie nadal się rozwijał i będzie prowadzona współpraca z przemysłem w zakresie ewentualnej elektryfikacji istniejącego wydobycia, a dodatkowo ma być utworzeniem inicjatywy na składowanie CO<sub>2</sub> na Morzu Północnym. Przygotowano w 2020 r. za: [https://www.offshore-energy.biz/denmark-to-end-oil-and-gas-era-by-2050/?utm\\_source=offshoreenergytoday&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=newsletter\\_2020-12-07](https://www.offshore-energy.biz/denmark-to-end-oil-and-gas-era-by-2050/?utm_source=offshoreenergytoday&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2020-12-07) (dostęp 7 grudnia 2020)

w Esbjerg daje możliwość importu paliwa gazowego przez Baltic Pipe; ale także przez OPAL Jamał (rola EuRoPolGaz). **Nie bójmy się nadmiaru gazu ziemnego na polskim rynku.** Tylko ten nadmiar (jest jednym z warunków koniecznych do istnienia hubu) spowoduje obniżenie ceny gazu ziemnego i uwolnienie handlu.

ESBJERG – to hub dla paliw zielonych (azan, wodór) - 18/05/2022 podpisano w Esbjerg deklarację<sup>4</sup> (nas tam -Polski- nie było niestety), gdzie kraje uczestniczące zobowiązały się do stworzenia 65 GW morskiej energii wiatrowej do 2030 r. i 150 GW do 2050 r. W zakresie produkcji zielonego wodoru łączny cel to ok. 20 GW mocy produkcyjnych do 2030 r.



**Rys. 2.** Mapa Morze Północne rurociągi wizualizacja Port Esbjerg.

Źródło: [https://www.innovationnewsnetwork.com/the-port-of-esbjerg-boosts-denmarks-hydrogen-economy/26678/;](https://www.innovationnewsnetwork.com/the-port-of-esbjerg-boosts-denmarks-hydrogen-economy/26678/)  
<https://diercke.de/content/nordsee-energie-978-3-14-100902-6-126-1-1>

Ale zostawmy te moje pobożne życzenia. Na stole mamy jasne stanowisko Rosji, która w październiku ujawniła plany potrojenia produkcji LNG do 2030 r., zwiększenia wydobycia ropy

<sup>4</sup> <http://esbjerg.eu/the-esbjerg-declaration>

naftowej do 540 mln ton rocznie do 2030 r.<sup>5</sup>. Mamy pragmatyczną deklarację Niemiec, gdzie pokazano plany budowy 20 elektrowni gazowych do 2030 roku. To oznacza w naszym regionie rynek firm budowlanych, inżynieryjnych i gwarantowany 20-30% wzrost cen. Na to wszystko Chiny, gdzie w planie pięcioletnim od 2026 r. proponuje się 70 GW nowych zdolności przesyłowych.<sup>6</sup>

Katar jest w konflikcie z UE<sup>7</sup> wobec implementacji Dyrektywy CSDD w sprawie należytej staranności w zakresie zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstw (CSDDD - Corporate Sustainability Due Diligence Directive)<sup>8</sup> dotycząca emisji metanu i zasad łańcucha dostaw, grożąc odcięciem dostaw LNG do Europy, jeśli dyrektywa nie zostanie zmieniona w celu usunięcia kar, które Katar uważa za niewykonalne. Sedno sporu leży w poglądzie Kataru, że transformacja klimatyczna i wymogi należytej staranności CSDD są sprzeczne z unijną strategią energetyczną, która postrzega LNG jako "zielone" paliwo przejściowe. (Warszawa zaproponowała Unii zmiany w CSDDD w celu rozwiania tych problemów, ale ostateczne porozumienie, jak rozumiem, jest w toku.).

Katar ostrzega, że unijny program CSDDD, bez jego znaczącej rewizji, może zatrzymać jego 12-14% udział LNG w Europie. To ryzyko powstania luk w dostawach, gdy Europa stopniowo wycofuje rosyjski gaz (np. wstrzymanie tranzytu Bułgarii do 2026 r.).

Na początku października (3/10/2025) potwierdzono, że węgierski MVM CEEnergy<sup>9</sup> podpisał pierwszą w historii umowę na zakup skroplonego gazu ziemnego od francuskiej firmy Engie, a drugą umowę w ciągu ostatnich miesięcy (wcześniej Shell), która zdywersyfikuje dostawy z Rosji. Kolejny biznesowy sukces Prezydenta USA Donalda Trumpa. CEEnergy zgodziła się kupować od Engie 400 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie w latach 2028-2038. Biorąc pod uwagę, że Węgry zużywają około 8 mld m<sup>3</sup>/r, pokryłoby to 5% ich zapotrzebowania. Umowa jest następstwem kolejnej umowy podpisanej przez Węgry w zeszłym miesiącu z Shellem na zakup 200 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie od stycznia 2026 r., co odpowiada około 2,5% ich zapotrzebowania. Engie nie ujawniło źródła pochodzenia gazu (to teraz mamy prócz USA i Kanadę i Katar i Pakistan i ADNOC z ZEA). Przypomnę, że Węgry podpisały w 2021 r. 15-letnią umowę z Rosją na zakup 4,5 mld m<sup>3</sup>/r gazu, a w ubiegłym roku zwiększyły zakupy od Gazpromu, importując gazociągiem Turkstream ok. 7,5 mld m<sup>3</sup> rosyjskiego gazu. Dane na koniec sierpnia pokazują, że Węgry zaimportowały 5 mld m<sup>3</sup> gazu przez Turkstream, co oznacza, że tegoroczny import gazu przez Turkstream może osiągnąć rekordowy poziom. Węgry, które przesyłają gaz na Słowację za pośrednictwem interkonektora, kupują również gaz z Rumunii, a mniejsze ilości za pośrednictwem gazociągu HAG, który biegnie z Austrii na Węgry<sup>10</sup>.

Rosyjskie uderzenia na początku października w infrastrukturę wydobywczą i generację energii elektrycznej (3 i 10 października). „[...] zmasowany rosyjski ostrzał artyleryjski wymierzony w obwody charkowski i połtawski zabrał około 60% wydobycia gazu ziemnego [...]. Ukraińska infrastruktura gazowa, która była w stanie zaspokoić popyt krajowy przed rosyjską inwazją na

<sup>5</sup> <https://www.reuters.com/business/energy/russia-increase-lng-exports-china-arctic-sakhalin-energy-minister-says-2025-10-01>

<sup>6</sup> Reuters, Bloomberg; LNG Global

<sup>7</sup> <https://www.reuters.com/business/energy/qatars-energy-minister-warns-eu-law-could-deter-business-europe-2025-10-16/>

<sup>8</sup> <https://www.corporate-sustainability-due-diligence-directive.com/>

<sup>9</sup> <https://ceenergy.hu/Bemutakozas/Tortenetunk>

<sup>10</sup> Opr. Na podst.:

<https://ca.finance.yahoo.com/news/hungary-buys-gas-frances-engie-114512166.html>

pełną skalę, od początku tego roku znajduje się pod coraz intensywniejszymi atakami rakietowymi i dronami. Przy takiej skali ataków rosyjskich Ukraina spodziewa się, że do końca marca '26 będzie musiała kupić około 4,4 mld m<sup>3</sup> gazu, za ok. 2 mld €. To równowartość prawie 20% rocznej konsumpcji Ukrainy. [...] Do tej pory w tym roku Ukraina zakupiła od zagranicznych dostawców 4,58 mld m<sup>3</sup> gazu, w tym 3,67 mld od zakończenia ostatniego sezonu grzewczego. Podczas gdy Kijów szacuje, że do końca tego roku potrzeby importowe kraju osiągną 5,8 mld m<sup>3</sup>. Zwiększone dostawy gazu na Ukrainę z Unii Europejskiej mogą zacieśnić rynek w regionie, a obawy te przyczyniły się już do wzrostu cen gazu w Europie na początku tego tygodnia. Zapasy gazu w UE są nadal poniżej historycznych norm, co sprawia, że region jest podatny na potencjalne zakłócenia. Mroźna zima może szybko wyczerpać rezerwy i spowodować dalsze skoki cen, zwiększając presję na konsumentów. Szacuje się, że koszt bezpośrednich szkód fizycznych w sektorze energetycznym od początku inwazji to 20,51 mld USD, w tym 14,8 mld USD w sektorze energii elektrycznej, 1,35 mld USD w sektorze gazowym i 1,7 mld USD w sektorze naftowym. Liczby te nie obejmują strat związanych z Zaporoską Elektrownią Atomową, którą siły Moskwy zajęły na początku wojny. Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, Europejski Bank Inwestycyjny i Komisja Europejska już rozważają dodatkową pomoc, aby pomóc ukraińskiemu sektorowi energetycznemu. Naftohaz już w sierpniu otrzymał pożyczkę w wysokości 500 mln euro od EBOiR na sfinansowanie zakupów awaryjnych, a na początku tego miesiąca otrzymał pożyczkę w wysokości 300 mln euro od EBI<sup>11</sup>.

Ukraina posiada największy w Europie podziemny magazyn gazu o pojemności 31 mld m<sup>3</sup>, choć obecnie znajduje się w nim około 13 mld m<sup>3</sup>, czyli 42% pojemności, jak twierdzi Erisa Pasko, analityk ds. gazu w Energy Aspects<sup>11</sup>. Dodała jednak, że liczba ta obejmuje około 4,7 mld m<sup>3</sup> gazu w rezerwach strategicznych. Ukraina tradycyjnie eksportowała gaz do Europy, dostarczając rosyjskie paliwo w ramach dużego kontraktu tranzytowego, który stanowił około 5% całkowitego importu Unii Europejskiej w 2024 r. i który przyniósł Kijowowi znaczne dochody. Przepływ oznaczał, że ukraińska sieć magazynów i rurociągów gazu została początkowo oszczędzona przed rosyjskimi atakami, ale wszystko się zmieniło, gdy umowa tranzytowa wygasła 1 stycznia 2025 roku. Poza krajowym wydobyciem gazu, które w ubiegłym roku wyniosło ok. 19 mld m<sup>3</sup>, Ukraina importuje dziś gaz za pośrednictwem interkonektorów z Węgier, Polski i Słowacji. Zaczęła też wykorzystywać rurociągi przez Bałkany do importu niewielkich ilości LNG dostarczanego do Grecji i Chorwacji przez USA.

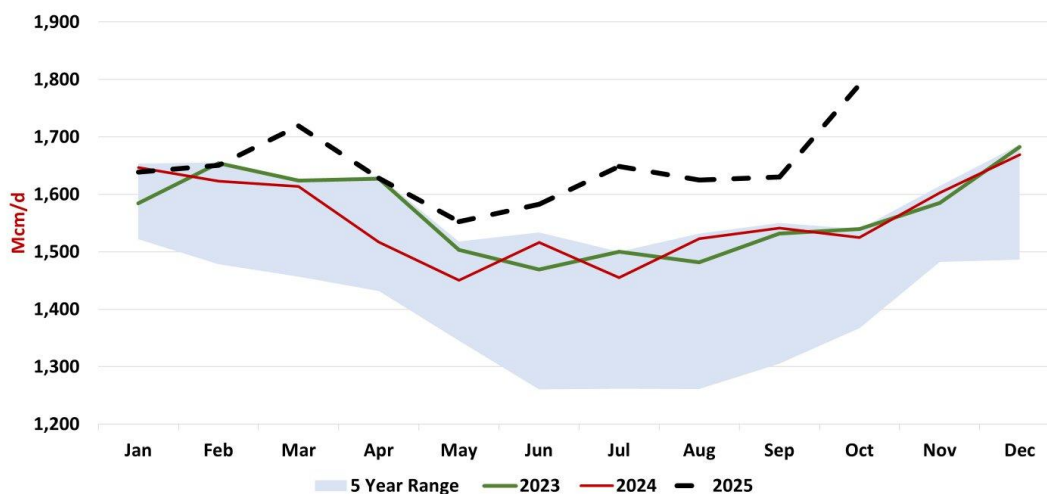
**EIA w swoim nowym STEO: zdolności eksportowe LNG.** „[...] Oczekujemy, że Stany Zjednoczone zwiększą zdolność eksportu skroplonego gazu ziemnego (LNG) o 5 miliardów stóp sześciennych dziennie (Bcf/d) w 2025 i 2026 roku, gdy zostaną uruchomione projekty Plaquemines LNG i Corpus Christi LNG Stage 3. Oceniamy, że zwiększenie zdolności eksportowych LNG zwiększy całkowity eksport LNG do 14,7 mld cf/d w 2025 r. i do 16,3 mld cf/d w 2026 r. z 11,9 mld cf/d w 2024 r.”<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> Opr. Na podst.: <https://financialpost.com/pm/business-pmn/russian-strikes-knock-out-more-than-half-of-ukraine-gas-production-ahead-of-winter/>; <https://subscriber.politicopro.com/article/eenews/2025/10/09/ukraine-seeks-us-natural-gas-after-russia-drone-strikes-ee-00597899>; oraz <https://sg.news.yahoo.com/ukraines-missiles-drones-cause-gas-131347683.html>

<sup>12</sup> [https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo\\_full.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf)

# Global LNG Exports



Source: SPGCI

### Rys. 3. Światowy eksport LNG

Źródło: S&P Global Commodity Insights (Platts)

Opublikowano coroczny raport CEDIGAZ<sup>13</sup> "Gaz ziemny na świecie – edycja 2025", który zawiera kluczowe dane dotyczące dynamiki rynku w latach 2024-2025, regionalnego ożywienia popytu oraz długoterminowego wzrostu mocy LNG. Raport jest dostępny bezpłatnie dla wszystkich członków CEDIGAZ. Nie mam zgody na bezpłatne cytowanie więc zostawiam Was tylko z tą informacją i dlatego skupię się na październikowej publikacji IEA GAS2025<sup>14</sup> świetnie podsumowanej przez Grega Molanara:

- „Globalne zdolności skraplania LNG mają wzrosnąć o 300 mld m<sup>3</sup> rocznie do 2030 r., przy czym Katar i Stany Zjednoczone będą odpowiadać za około 70% przyrostowych zdolności. Przełożyłoby się to na wzrost podaży LNG netto o 250 mld m<sup>3</sup>, biorąc pod uwagę tempo wzrostu, czynniki wykorzystania i spadki ze strony dotychczasowych producentów. i choć 250 mld m<sup>3</sup> to prawie połowa obecnego handlu LNG, to stanowi to zaledwie około 7% zapotrzebowania Azji na węgiel energetyczny;
- *Cena gazu: ten bezprecedensowy wzrost światowej podaży LNG może wywrzeć presję na obniżenie cen importu LNG. Cena może ostatecznie zacząć zbliżać się do przedziału krótkoterminowego kosztu krańcowego amerykańskiego LNG począwszy od 2027 r. w takim przypadku cenę importu LNG mogą być w latach 2025-30 o około 40% niższe niż w poprzednich 5 latach;*
- *Wzrost zapotrzebowania na gaz: Oczekuje się, że do 2030 r. światowe zapotrzebowanie na gaz wzrośnie o 9–10 %, przy czym sama Azja odpowiada za około połowę wzrostu popytu. W scenariuszu bazowym światowe zużycie gazu rośnie w tempie prawie 1,5 % rocznie, ale jeśli*

<sup>13</sup> <https://www.cedigaz.org/>; CEDIGAZ to międzynarodowe stowarzyszenie non-profit (członkiem jest na przykład GAZ-SYSTEM) zajmujące się informacjami o gazie ziemnym, założone w 1961 roku przez grupę międzynarodowych firm gazowych i IFP Energies Nouvelles. Siedziba główna pod Paryżem. Cieszy się ugruntowaną reputacją rzetelności, dokładności i niezależności wśród analityków rynku gazu i jest uważany za kluczowe źródło obiektywnych, fundamentalnych danych branżowych.

<sup>14</sup> <https://www.iea.org/reports/gas-2025>

weźmie się pod uwagę niższe ceny, reakcja popytu może podnieść średnią stopę wzrostu do 1,7 % – co stanowi wyraźne przyspieszenie w porównaniu z poprzednimi 5 latami (1,45 %);

- dostawcy LNG będą musieli dostosować swoje strategie marketingowe, aby zapewnić, że fala LNG przyniesie długotrwałe korzyści dla światowego rynku gazu. Obejmuje to bardziej elastyczne warunki dostaw, większą różnorodność cenową, ulepszone możliwości handlu krótkoterminowego, a także większą integrację na rynku niższego szczebla. To ostatnie byłoby szczególnie ważne na nowych, wschodzących rynkach, które wymagają dodatkowych inwestycji w infrastrukturę gazu ziemnego.
- Gaz z sąsiedztwa jest zawsze bardziej ekologiczny: przewiduje się, że do 2030 r. ilość gazów niskoemisyjnych wzrośnie ponad dwuipółkrotnie, przy czym wzrost ten będzie w dużej mierze wspierany przez dynamicznie rozwijający się biometan i wodór. Pomimo tak silnego wzrostu, ich łączny udział w światowych dostawach gazu utrzymuje się na poziomie zaledwie około 1%.

***Fala LNG i potencjalne niższe ceny nie powinny rozpraszać uwagi. Brak inwestycji w drugiej połowie dekady może zaostrzyć warunki rynkowe do 2030 r., zwłaszcza że reakcja popytu jest silniejsza niż oczekiwano***”.

I na koniec parę zdań o Venture Global. BP w przeciwieństwie do Shell – pisałem o tym w sierpniu<sup>15</sup> - wygrało sprawę arbitrażową przeciwko Venture Global w związku z niedostarczaniem przez amerykańskiego dostawcę skroplonego gazu ziemnego (LNG) w ramach długoterminowego kontraktu, który miał rozpocząć się pod koniec 2022 roku. Międzynarodowy Sąd Arbitrażowy Międzynarodowej Izby Handlowej (ICC) uznał, że Venture Global naruszyło swoje zobowiązania do terminowego zgłoszenia działalności komercyjnej w zakładzie w Calcasieu Pass oraz do działania jako "rozsądny i ostrożny operator". Nie jest publicznie do tej pory wyjaśnione, dlaczego te dwa przypadki przyniosły różne wyniki. BP domaga się odszkodowania w wysokości ponad 1 mld USD plus odsetki, koszty i honoraria adwokackie. Akcje Venture Global spadły o ponad 10 procent w handlu posesyjnym, zmniejszając kapitalizację rynkową firmy o prawie 3,3 miliarda dolarów. Oczekuje się, że w 2026 r. odbędzie się osobne przesłuchanie, które określi zakres szkód, które amerykański operator będzie musiał zapłacić BP, a kwota ta może przekroczyć limit kwoty, o którą BP i inni klienci mogą ubiegać się na mocy pierwotnej umowy sprzedaży. BP stwierdziło, że jest zadowolone z wyniku tej fazy arbitrażu i oczekuje na ustalenie, ile zostanie wypłacone w wyniku naruszenia umowy przez Venture Global, które stwierdziło, że ocenia wszystkie dostępne opcje w odpowiedzi na orzeczenie trybunału i będzie nadal energicznie bronić swojego stanowiska.

Firma poinformowała również, że „osiągnęła ugodę z innym klientem Calcasieu Pass”, który pozwał ją do arbitrażu, nie wymieniając nazwy firmy. Pewnie to nie Orlen, bo nie pojawił się komunikat giełdowy o takim zdarzeniu. Przez cały spór Venture Global argumentowało, że „pozwolono mu na prowadzenie sprzedaży spotowej” po tym, jak rozpoczęcie oficjalnych operacji komercyjnych zostało opóźnione przez „wadliwą instalację energetyczną”. Firma oficjalnie rozpoczęła działalność komercyjną w Calcasieu Pass w kwietniu 2025 r. i od tego czasu uzyskiwała znacznie niższe ceny ze sprzedaży LNG BP i innym klientom po zakontraktowanych stawkach w formułach cenowych kontraktów długoterminowych.

---

<sup>15</sup> <https://rynek-energii-elektrycznej-i-gazu.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/sierpien-2025-miesieczne-zmiany-w-produkcji-energii-elektrycznej-w-polsce-w-obszarze-zrodel-gazowych>

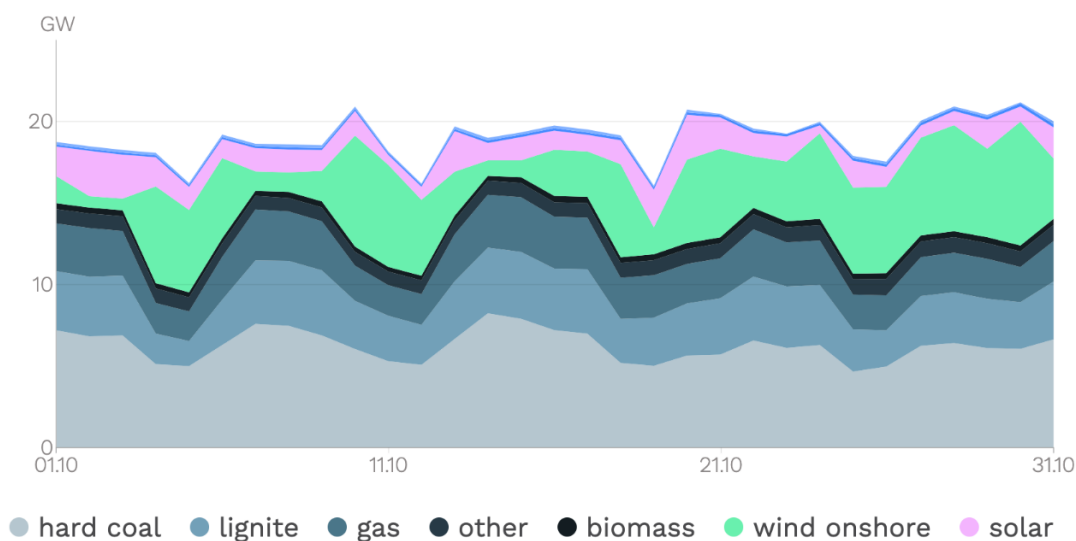
Średnie opłaty pobierane przez Venture Global spadły aż o około 70 procent, po tym jak firma zaczęła w końcu honorować długoterminowe kontrakty i wstrzymała kwestionowaną sprzedaż spotową linkowaną do TTF (Title Transfer Facility). W tym okresie TTF - holenderski instrument, który „określa” (bo nie ma nic wspólnego poza wskaźnikiem z ostateczną wyceną kontraktów) ceny gazu w Europie, gdzie Venture Global sprzedawało i sprzedaje większość swoich dostaw, spadł o ok. 25 proc<sup>16</sup>. Na zakończenie przypomnę, że TTF to wirtualny punkt handlu gazem w Holandii, który służy jako benchmark dla cen gazu w całej Europie. Notowania są publikowane na holenderskiej giełdzie kontraktów. Cena kontraktu na gaz ziemny TTF jest jednym z czynników wpływających na ostateczną cenę gazu dla odbiorców, obok stawek dystrybucyjnych. Ceny gazu w Polsce są silnie skorelowane z notowaniami TTF. W praktyce oznacza to, że cena gazu na TGE to cena z TTF już w złotych ze MWh **powiększona o koszty importu gazu do Polski.** Gdyby cena na TGE była niższa niż wynikająca z w/w formuły, sprzedawca traciłby zysk, gdyby była wyższa – kupujący sam sprowadziłby gaz taniej z zagranicy, omijając TGE. W efekcie polski rynek – dzisiaj głównie Orlen - sam reguluje ceny, dążąc do równowagi z benchmarkiem TTF i utrzymując potencjalnych importerów w szachu, w czym pomagają mu na przykład regulacje dotyczące magazynowania. Co więc daje wiedza o notowaniu TTF - obserwacja notowań TTF to cenna wskazówka. Gdy ceny na TTF rosną – można spodziewać się wzrostów również w Polsce. Gdy spadają – jest szansa na tańszy gaz. Pomijam tu analizę techniczną i realia wynikające z używania złotych w Polsce. TTF stał się kluczowym punktem odniesienia dla cen dostaw LNG – vide Venture Global. Dzięki temu TTF nie tylko odzwierciedla sytuację na rynku europejskim, ale również globalne trendy w handlu LNG – od cen w USA po popyt w Azji.

---

<sup>16</sup> <https://www.bairdmaritime.com/shipping/tankers/gas/venture-global-loses-lng-cargo-case-to-bp-in-major-arbitration-ruling>

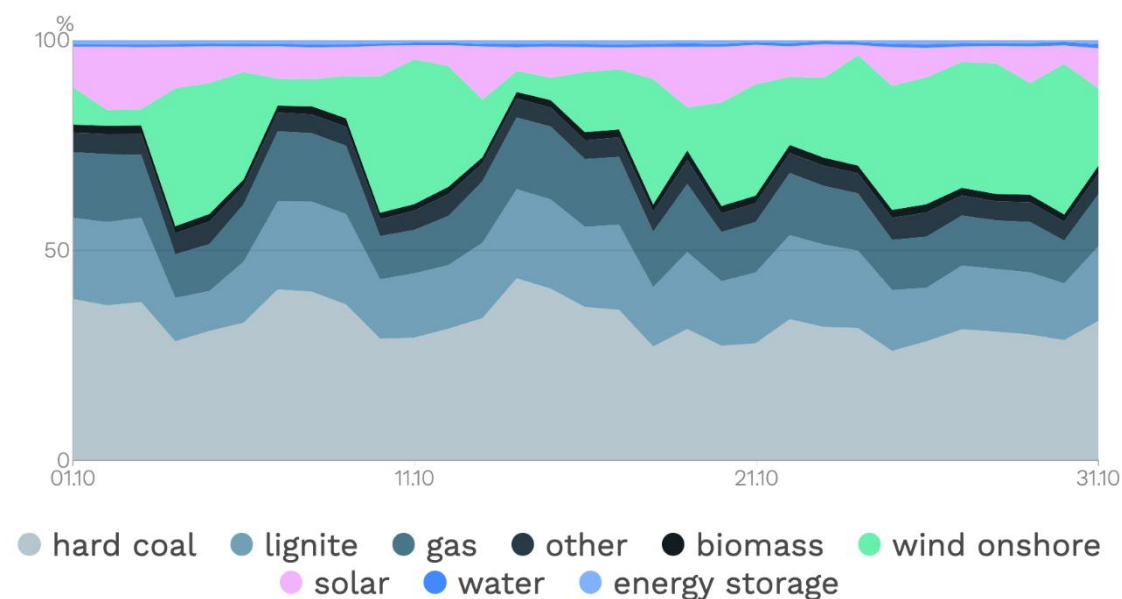
## Electricity production in Poland

in net gigawatts (GW) or percentage, by source



## Electricity production in Poland

in net gigawatts (GW) or percentage, by source



Own representation by energy.instrat.pl • Data: ENTSO-e based on PSE (Transmission System Operator)

**Rys. 4.** Wytworzenie EE w Polsce w październiku 2025 r. wg źródeł wytwarzania. [GW - %].  
Źródło: Entsoe; <https://energy.instrat.pl/en/electrical-system/electricity-production-entsoe/>