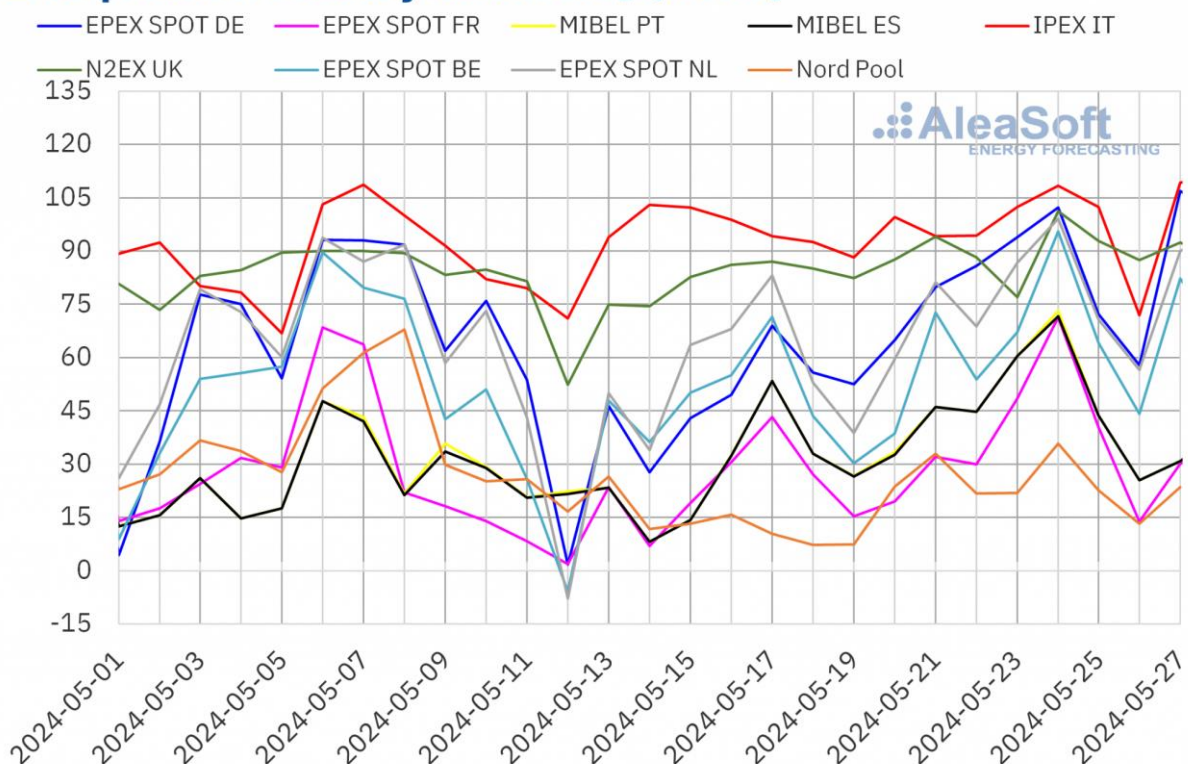


Miesięczne zmiany w produkcji energii elektrycznej w Polsce w obszarze źródeł gazowych – komentarz: Andrzej P. Sikora Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

Tym razem zacznę od cen podając za Aleasoft: „[...] w tygodniu rozpoczynającym się 20 maja, ceny na głównych europejskich rynkach energii elektrycznej wzrosły w związku z podwyżkami cen gazu i CO₂. Kontrakty terminowe TTF na gaz i CO₂ osiągnęły najwyższe wartości odpowiednio od pierwszej połowy grudnia 2023 r. i stycznia 2024 r. Mimo to większość rynków odnotowała ujemne ceny godzinowe, głównie w weekend. Energia słoneczna fotowoltaiczna ponownie ustanowiła rekordy wszech czasów produkcji w Hiszpanii, Portugalii i we Włoszech. Produkcja energii wiatrowej spadła na większości rynków”¹.

European electricity markets [€/MWh]

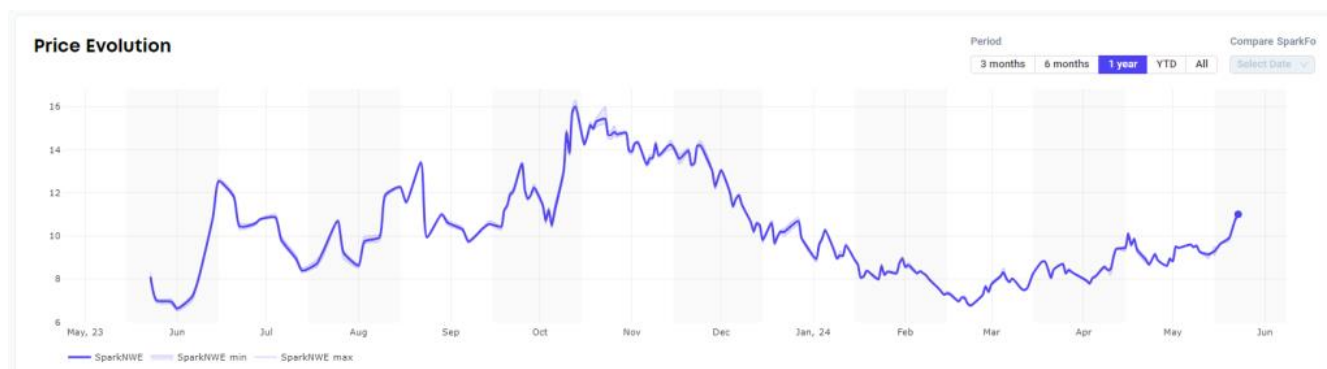


Rys. 1. Europejski rynek energii elektrycznej [€/MWh] do 27 maja '24 r.

Źródło: www.aleasoft.com; przygotowane i opublikowane przez Aleasoft Energy Forecasting na bazie danych OMIE, EPEX SPOT, Nord Pool i GME.

W Europie indeks SparkNWE DES LNG wzrósł w porównaniu z poprzednim tygodniem. „Ceny SparkNWE DES LNG osiągnęły roczny szczyt w 2024 r. (najwyższa cena od października '23), przy czym cena dostawy w czerwcu została oszacowana na 11,003 USD/MMBtu i z dyskontem 0,175 USD/MMBtu w stosunku do TTF.

¹ https://aleasoft.com/prices-rise-electricity-markets-gas-co2-records-pv/?utm_source=mailchimp.com&utm_medium=paid-email&utm_campaign=monday-news-21-2024-en



Rys. 2. Ewolucja cen gazu ziemnego w Europie do maja '24 r.

Źródło: Spark; www.lngprime.com

[...] „Ceny w Europie wzrosły w tym tygodniu po ogłoszeniu przez austriacki OMV potencjalnego zakłócenia w dostawach gazu z rosyjskiego Gazpromu do Austrii z powodu orzeczenia sądu. OMV oświadczyło, że *"nadal będzie w stanie zaopatrywać swoich klientów kontraktowych w gaz z alternatywnych, nierosyjskich źródeł, dzięki szeroko zakrojonym wysiłkom dywersyfikacyjnym w ciągu ostatnich kilku lat"*. Obejmuje to długoterminowe kontrakty na dostawę LNG, które są importowane do Europy za pośrednictwem mocy regazyfikacyjnych LNG OMV w terminalu Gate w Rotterdamie.

A tymczasem w USA 29 maja 2024 roku:

- „Cena spot Henry Hub spadła o 30 centów z 2,51 USD/MMBtu do 2,21 USD/MMBtu.
- Cena kontraktów terminowych Henry Hub: Kontrakt na NYMEX dla czerwca 2024 r. jest na poziomie 2,493 USD/MMBtu, co oznacza spadek o 35 centów w porównaniu z notowaniem 22/05/24. Cena kontraktu na NYMEX dla lipca 2024 r. spadła do 2,666 USD/MMBtu, co oznacza spadek o 39 centów. Cena 12-miesięcznych kontraktów terminowych na okres od lipca 2024 r. do czerwca 2025 r. spadła o 24 centy do 3,129 USD/MMBtu [...]
- Międzynarodowe ceny kontraktów terminowych na gaz ziemny wzrosły w tym tygodniu. Według Bloomberg Finance, LP, średnie tygodniowe ceny kontraktów terminowych na skroplony gaz ziemny (LNG) w Azji Wschodniej wzrosły o 49 centów do średniej tygodniowej wynoszącej 12,00 USD/MMBtu. Kontrakty terminowe na gaz ziemny z dostawą do Title Transfer Facility (TTF) w Holandii wzrosły o 66 centów do średniej tygodniowej 10,86 USD/MMBtu. W tym samym tygodniu ubiegłego roku (tydzień kończący się 31 maja 2023 r.) ceny wynosiły 9,31 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 7,98 USD/MMBtu w TTF².

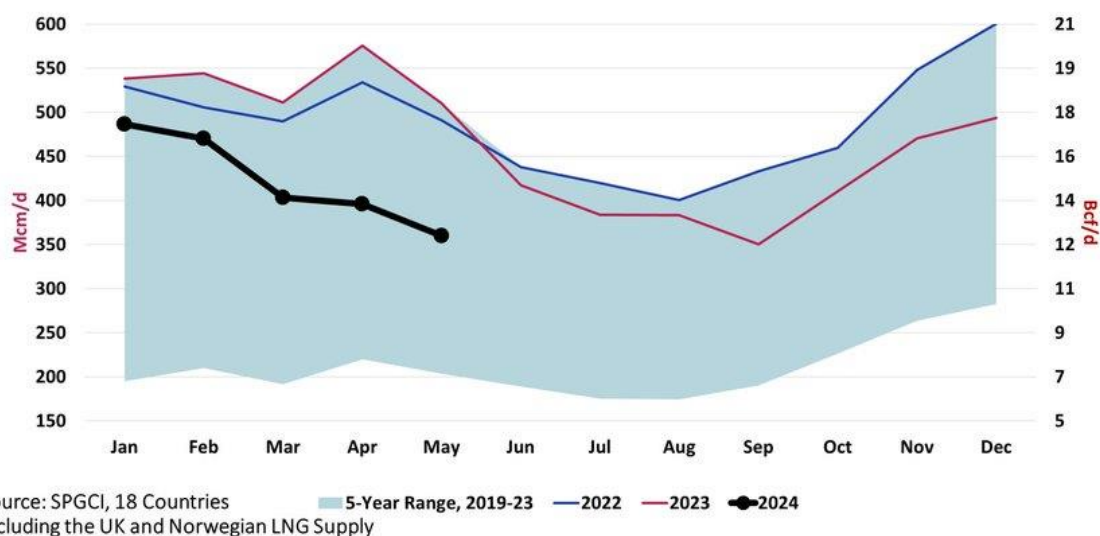
Z danych Gas Infrastructure Europe (GIE) wynika, że wolumeny w magazynach gazu w UE nadal rosły i 22 maja magazyny były zapełnione w 67,72 procentach. 15 maja magazyny gazu były zapełnione w 66,06 procentach, a 22 maja ubiegłego roku w 66,34 procent³. A import LNG do Europy do maja '24 był najniższy od dwóch lat i zdecydowanie poniżej średniej pięcioletniej.

² <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>; https://montelnews.com/news/bebfbf02-7ccf-4604-81ae-6452e7af0417/global-lng-prices-extend-gains-to-hit-year-to-date-highs?utm_source=substack&utm_medium=email

³ <https://lngprime.com/asia/atlantic-lng-shipping-rates-european-and-asian-prices-climb/113061/>

Oraz https://montelnews.com/news/bebfbf02-7ccf-4604-81ae-6452e7af0417/global-lng-prices-extend-gains-to-hit-year-to-date-highs?utm_source=substack&utm_medium=email

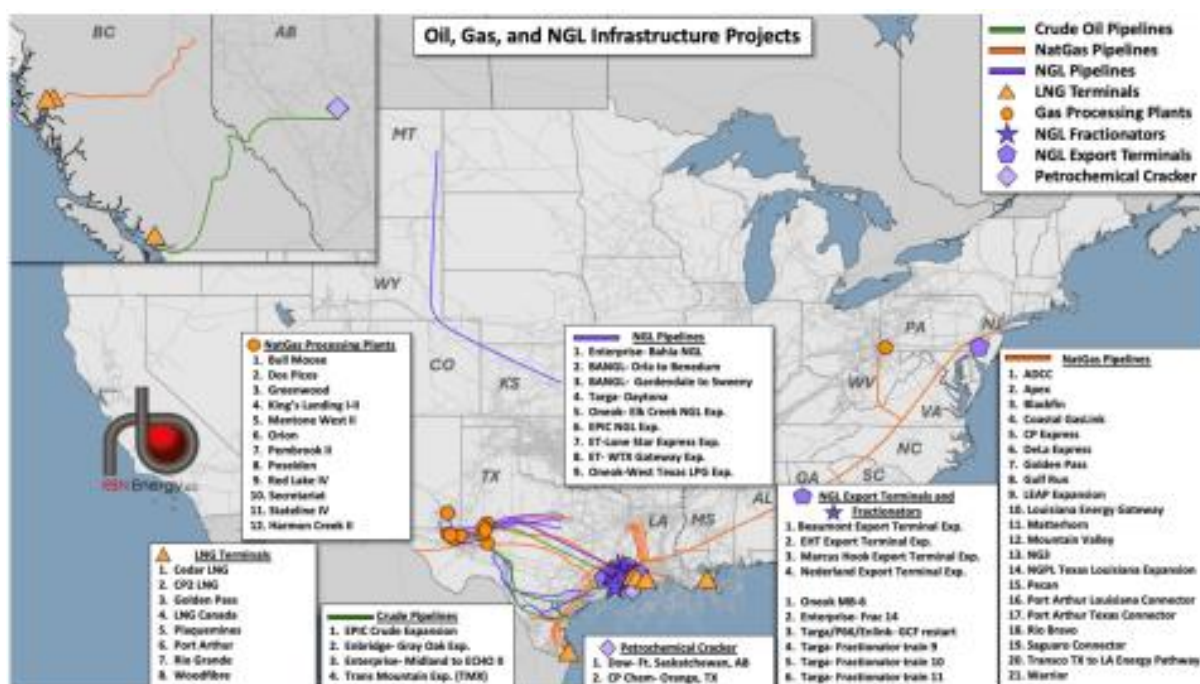
European LNG Imports



Rys. 3. Europejski import LNG (łącznie z Norwegią i UK – 18 krajów) do maja '24 r.
Źródło: CGEP; SPGCI

Mało kto chce pamiętać, że rewolucja łupkowa zaczęła się od gazu ziemnego i jeszcze 10-12 lat temu można było dać konia z rzędem temu, kto mógł przewidzieć możliwość szczelinowania hydraulicznego za ropą naftową. Dziś wydobycie węglowodorów napędza łatwiejsza i lepsza jakościowa ropa naftowa z łupków. Szacun! Tylko, że wydobycie gazu ziemnego w USA spada! „[...] I znowu jest więcej niż jeden powód. Po pierwsze, ograniczenia w dostawach gazu z rurociągów i lokalny sprzeciw wobec budowy rurociągów skutecznie wykastrowały najbardziej płodne baseny gazowe w USA – Marcellus i Utica. Co więcej, w ciągu ostatniego roku spowolnienie rozwoju terminali LNG ograniczyło możliwości eksportu gazu ziemnego i przyczyniło się do bardzo niskich cen gazu od I kwartału 2023 r., co z kolei zniechęciło do wierceń w poszukiwaniu „suchego” gazu, który nie jest dostarczany z dużą ilością ropy naftowej lub NGL – Haynesville jest tego najlepszym przykładem. Jest też problem z permskim gazem na wynos. Łatwo zauważyć, jak to wpłynęło na rynek. Cena gazu w hubie Waha w zachodnim Teksasie wynosiła średnio -1,25 USD/MMBtu – to cena poniżej zera – przez ostatnie sześć tygodni z powodu braku przepustowości poza basenem wydobycia. Jasny punkt to NGL (ang. Natural gas liquids; etan, propan, butan, pentan) którego wydobycie rośnie, mimo że produkcja gazu ziemnego (metanu) spada. Dzieje się tak dlatego, że spadki wydobycia metanu (gazu ziemnego) występują głównie w suchych basenach gazowych o niewielkiej zawartości NGL (ponownie, jak Haynesville i, w mniejszym stopniu, Appalachy). Związana z tym produkcja gazu rośnie w basenie permskim skoncentrowanym na ropie naftowej, gdzie wydobycie metanu i zawartość NGL wzrasta, a midstreamerzy budują wiele superwydajnych, głęboko efektywnych zakładów przetwarzania gazu, które wytwarzają coraz większe ilości NGL.

Nie żartujemy, gdy mówimy, że w Ameryce Północnej realizowanych jest wiele projektów infrastruktury energetycznej. Jak pokazano na rysunku 4, śledzimy 67 dużych projektów, w większości skoncentrowanych wzdłuż wybrzeża Zatoki Meksykańskiej. Nasza baza danych obejmuje 34 projekty rurociągów: cztery do obsługi ropy naftowej, a także 21 rur gazu ziemnego i dziewięć rur NGL. Obecnie w budowie znajduje się 12 projektów terminali eksportowych LNG i NGL, które mają w ręku ostateczne decyzje inwestycyjne (FID): pięć w Teksasie/Luizjanie i trzy w zachodniej Kanadzie. Śledzimy również sześć nowych ciągów frakcjonujących – wszystkie w Mont Belvieu – a także 13 zakładów przetwórstwa gazu (głównie w permie) i dwa parowe krakery petrochemiczne, jeden na wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej, a drugi w Kanadzie. Poza tym mamy również rozbudowę nowych systemów gromadzenia, projekty podziemnych magazynów oraz projekty przemysłowe zużywające gaz ziemny.



Rys. 4. Rozwój infrastruktury ropy naftowej, gazu ziemnego i NGL.

Źródło: RBN⁴.

[...] Zrozumienie tych zmian i wszystkich innych projektów, które zebraliśmy na Rys.4., jest tym, na czym polega analiza fundamentalna rynku energii. To właśnie ona sprawia, że różnice cenowe się zmieniają, co z kolei napędza inwestycje w infrastrukturę energetyczną. Konkluzja: Relacje te określają, które aktywa są budowane, jakie transakcje są wykonywane i ostatecznie kto zarabia pieniądze.” I cena w Europie jest pięć razy wyższa niż w USA.

Chcę jeszcze zacytować Michała Kozaka z Trigon, który w ostatnim raporcie pisze: [...] **Energia elektryczna:** Zakładamy, że średnia cena energii elektrycznej w Polsce wyniesie w 2024-2025r. ok. 452 PLN/MWh (105 EUR/MWh), a w okresie 2026-2030 średnio 383 PLN/MWh (90 EUR/MWh). Docelowo oczekujemy spadku ceny na TGE do 366 PLN/MWh od 2028r. (85

⁴ <https://rbnenergy.com/never-been-any-reason-encore-edition-why-oil-gas-and-ngl-infrastructure-investment-is-soaring-while-production-growth-is-flat>

EUR/MWh), co jest nieco wyższą wartością od kosztów zmiennych szacowanych dla elektrowni gazowych (76 EUR/MWh), które powinny wyznaczać docelową cenę energii jako marginalna jednostka wytwórcza w mixie energetycznym⁵.

To czas na dwa zdania co do danych statystycznych jakie podało ENTSO-E za maj. Wytwarzanie ee ze źródeł gazowych wyniosło w maju 641 540 MWh wobec 1 017 452 MWh w kwietniu i było niższe o 15,2 proc. m/m (rok temu w maju było 756 838 MWh) i aż o 36,9 proc niższe r/r. W strukturze wytworzenia to tylko 5,24 proc. (spadek z 8,13 proc w kwietniu i 10,03 proc w marcu). Fatalnie dla polskiej gospodarki, polskiej energetyki, że kolejny miesiąc kupujemy energię z zagranicy i to na dodatek przy zmniejszonym zapotrzebowaniu (majówkę widać w gospodarce). Wytworzenie ogółem netto wyniosło w maju 12 442 789 MWh przy krajowym zapotrzebowaniu 13 040 600 MWh.

W maju był dyskutowany kolejny pakiet sankcji UE wobec Rosji, który ma obejmować środki przeciwko rosyjskiemu sektorowi skroplonego gazu ziemnego (LNG), który może pojawić się już pod koniec czerwca. „Ścieżka dla 14. pakietu sankcji UE i związanych z nim środków przeciwko rosyjskiemu sektorowi skroplonego gazu ziemnego nadal się materializuje. Unijna komisarz ds. energii Kadri Simson wyraziła optymizm, że środki te mogą zostać uzgodnione do końca czerwca”⁶.



Rys. 5. Południowa i Północna trasa dostaw rosyjskiego LNG i miejsca przeładunku.
Źródło: Bloomberg.

⁵ Trigon - Commodities Insights - Maj 2024 (II)

⁶ Opracowałem na podstawie: https://www.bnnbloomberg.ca/what-eu-sanctions-on-russian-lng-would-mean-for-global-gas-1.2071982?utm_source=substack&utm_medium=email i https://www.highnorthnews.com/en/eu-looking-pass-14th-sanctions-package-end-june-including-partial-ban-russian-lng?utm_source=substack&utm_medium=email

Najnowszy plan to zakaz korzystania z portów Unii Europejskiej do reeksportu skroplonego gazu ziemnego. Na przykład Novatek, który głównie polega na przeładunkach w UE, aby przetransportować arktyczne paliwo ze statków klasy lodołamaczy na konwencjonalne tankowce. O ile zablokowanie dostępu do niego nie zapobiegnie dotarciu ładunków do Europy – gdzie import LNG z Rosji faktycznie wzrósł w następstwie wojny – o tyle utrudni wysyłanie ich dalej do krajów trzecich w Azji, potencjalnie uderzając kluczowych nabywców, takich jak Chiny czy Indie (inna sprawa jakąż to hipokryzja, że gaz ziemny w rurze jest zły a tenże sam skroplony jest już OK!).

Rosja chciała zwiększyć udział w rynku, ale do tej pory miała trudności z nadążaniem za wzrostem globalnego rynku LNG. Zachodnie sankcje nałożone na nowe projekty eksportu LNG, takie jak Arctic LNG 2, jeszcze bardziej utrudniły to przedsięwzięcie. Odpowiedzią Gazpromu i Novateku, było uruchomienie swoich instalacji powyżej nominalnej mocy produkcyjnej, zgodnie z naszymi danymi i obliczeniami. Całkowity eksport z YAMAL LNG w Arktyce, Portowaja LNG na Bałtyku i z Sachalin-2 LNG na Dalekim Wschodzie osiągnął 2,95 mln ton w kwietniu 2024 r., co oznacza wzrost o 0,24 mln ton w porównaniu z 2,71 mln ton, które odnotowaliśmy w kwietniu 2023 r. W szczególności YAMAL LNG jest eksploatowany znacznie powyżej swojej nominalnej zdolności produkcyjnej wynoszącej 16,5 mln ton rocznie, średnio 126 proc. rocznego wykorzystania mocy produkcyjnych każdego miesiąca od stycznia 2022 r.

„W przypadku YAMAL LNG postoje i przeładunki są konieczne, aby umożliwić powrót wysoko wyspecjalizowanych statków do arktycznych zakładów, gdzie warunki są zbyt trudne dla zwykłych tankowców. Dane ze śledzenia statków wskazują, że w niektórych miesiącach w Europie przeładowywanych jest do ośmiu rosyjskich ładunków, chociaż liczba ta zmienia się i znacznie spada latem i jesienią, kiedy Północna Droga Morska przez Arktykę ma mniej lodu i zapewnia szybszy dostęp do Chin. Import rosyjskiego LNG do UE wyniósł w ubiegłym roku 14,4 mln ton, według firmy konsultingowej Energy Aspects Ltd. A przeładunki to ok 2 mln ton.

Sankcje jeszcze bardziej skomplikowałyby logistykę żeglugową dla Rosji i zmusiłyby wyspecjalizowane statki do podróżowania dłuższymi trasami. Światowe floty już unikają Morza Czerwonego po atakach jemeńskich Huti, zmuszając podróże do zmiany trasy wokół Afryki. Według Energy Aspects przewiezienie ładunków Yamal LNG bezpośrednio do Azji podniosłoby koszty frachtu i logistyki, a także związałoby lodołamacze na dłużej. Rosja ma jednak kilka alternatyw: przeprowadza przeładunki między statkami w pobliżu swojego miasta Murmańsk na północy kraju, co mogłaby wykorzystać do uwolnienia statków. Może również korzystać z Północnej Drogi Morskiej latem, kiedy topnieje lód i różne inne statki mogłyby uzyskać dostęp do zakładów LNG.

Jeśli alternatywne rozwiązania transportowe zawiodą, rosyjski eksport LNG może zostać ograniczony. Kraj ten okazał się jednak dość pomysłowy w obchodzeniu zachodnich sankcji nałożonych na ropę naftową. Rosyjski eksport LNG do azjatyckich nabywców może spaść lub stać się droższy, aby zrekompensować wyższe koszty frachtu. W skrajnym scenariuszu, „gdyby Novatek nie był w stanie przeorganizować swojej logistyki, a rosyjski eksport LNG zostałby zablokowany, Europa zakłóciłaby rosyjski kontrakt na dostawy z Chinami na 3 mln ton rocznie, co może wywołać polityczną reakcję Chin”. Europejskie firmy, takie jak niemiecki państwowy Securing Energy for Europe GmbH, Shell Plc i TotalEnergies SE, polegają na przeładunkach ładunków jamalskich w Zeebrugge i Montoir, zgodnie z bazą kontraktów opublikowaną przez

globalną grupę importerów. Kontrakty te wygasną dopiero w 2038 i 2041 roku, co potencjalnie otworzy drzwi do powiadomień o sile wyższej lub sporów umownych, jeśli przeładunki zostaną zakazane. Na przykład SEFE potrzebuje przeładunku YAMAL LNG w Zeebrugge, aby obsłużyć długoterminowy kontrakt z indyjską firmą GAIL Ltd. Szef niemieckiej firmy powiedział Bloombergowi na początku tego roku, że dostawy z Jamalu mogą pozostać na kontynencie, jeśli będą tańsze logistycznie, podczas gdy GAIL będzie zaopatrywany z innych źródeł. SEFE poinformowało, że monitoruje rozwój sytuacji i odmówiło szczegółowego komentarza na temat potencjalnego wpływu pakietu sankcji. Jednym z największych przegranych może być Fluxys SA, który jest operatorem terminalu LNG w Zeebrugge. Firma zbudowała w terminalu dedykowany zbiornik magazynowy do obsługi 20-letniego kontraktu z Yamal Trade, ramieniem handlowym YAMAL LNG. Według szacunków rynkowych terminal może ogłosić działanie siły wyższej w przypadku nałożenia sankcji na przeładunki lub grozić mu kara w wysokości nawet 1 mld euro (1,1 mld USD), jeśli nie będzie w stanie świadczyć usługi na rzecz YAMAL Trade przez pozostałą część okresu obowiązywania kontraktu.

Gdyby działania rządu belgijskiego uniemożliwiły powstanie zobowiązań wynikających z umowy przeładunkowej, zostałoby to zakwalifikowane jako siła wyższa, zgodnie z warunkami umowy opublikowanymi na stronie internetowej Fluxys.

Dużo działo się w maju. Powinienem napisać parę słów o Australii, która opublikowała nową strategię⁷ podkreślając, że „Australia jest i pozostanie wiarygodnym partnerem handlowym w zakresie energii, w tym skroplonego gazu ziemnego (LNG) i gazów niskoemisyjnych. Ambicje Australii, aby stać się supermocarstwem w dziedzinie energii odnawialnej, będą obejmowały rozwój nowego, niskoemisyjnego eksportu energii, aby wspierać bezpieczeństwo energetyczne i wysiłki na rzecz dekarbonizacji naszych partnerów handlowych”. [...]

„Podczas gdy z czasem prognozuje się zmniejszenie zapotrzebowania na LNG, Australia już teraz podejmuje działania w celu zmniejszenia emisji związanych z LNG. Zmniejszenie intensywności emisji LNG i produkcji gazu w Australii przyczynia się do realizacji celów klimatycznych i energetycznych naszego regionu. Stwarza również możliwości skalowania rozwiązań w zakresie zarządzania emisjami dwutlenku węgla, takich jak wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla.

W miarę przechodzenia na zerową emisję netto gospodarki naszych partnerów handlowych będą się zmieniać, a ścieżki, którymi podążają, aby to osiągnąć, będą się różnić. Ostatecznie wielu naszych partnerów handlowych będzie miało trudniejsze zadanie niż w Australii ze względu na ograniczoną dostępność taniej i niezawodnej energii. Australijski LNG odegra kluczową rolę w zapewnieniu niezawodnych dostaw energii elektrycznej, ponieważ odnawialne źródła energii stają się coraz większą częścią koszyka energetycznego naszego regionu, a my wspólnie pracujemy nad tym, aby gazy niskoemisyjne, takie jak wodór, były bardziej opłacalne i łatwo dostępne.” Powinienem napisać parę słów o Japonii. Tu też JERA wielka firma energetyczna i gracz na rynku LNG, planuje zainwestować 1-2 biliony jenów (6,47-12,96 miliarda dolarów) w swój biznes skroplonego gazu ziemnego do roku 2035.

⁷ <https://www.industry.gov.au/publications/future-gas-strategy/6-remaining-reliable-trading-partner-lng-and-low-emissions-gases?>

Jera zaprezentowała swoją nową strategię⁸ rozwoju na następną dekadę, która integruje strategiczne filary biznesowe i generuje przewagę organizacyjną. Wspólne przedsięwzięcie Tokyo Electric i Chubu Electric strategicznie kładzie nacisk na trzy kluczowe filary biznesowe: LNG, odnawialne źródła energii oraz wodór i amoniak. Jera dąży do ponad 35 milionów ton wolumenu transakcji LNG, dąży do osiągnięcia 20 GW mocy odnawialnej i dąży do około 7 milionów ton przetładunku wodoru i amoniaku do roku 2035. Planuje zainwestować łączne przepływy pieniężne w wysokości 5 bilionów jenów (32,38 miliarda dolarów) w ciągu następnej dekady lub 1-2 biliony jenów dla każdego filaru z wbudowaną elastycznością w dokonywaniu zmian alokacji między trzema obszarami biznesowymi, jeśli uzna to za stosowne w przypadku zmian zewnętrznych.

Pisząc o tak wielkich pieniądzach należy jeszcze zauważyć omawianą w ostatnich dniach maja i rozważaną przez Saudi Aramco dużą inwestycję w dwa amerykańskie projekty LNG „w ramach szerszego dążenia państwowego giganta naftowego do zbudowania globalnego biznesu LNG. [...] Rozmowy amerykańskich deweloperów LNG z Aramco koncentrują się na terminalu LNG Port Arthur firmy Sempra (jeden ciąg) i terminalu LNG Rio Grande firmy NextDecade (ponad połowa zdolności produkcyjnych), oba w Teksasie. [...] Omawiane ilości są znaczne, jak podają źródła, w tym mniej więcej jeden ciąg skraplający o pojemności z Port Arthur i ponad połowa pojemności ciągu z projektu Rio Grande. [...] Aramco ogłosiło wejście do globalnego biznesu LNG we wrześniu 2023 r. poprzez nabycie mniejszościowego pakietu udziałów o wartości 500 mln USD w zarządzanej przez EIG firmie MidOcean Energy, która w 2024 r. sfinalizowała przejęcia udziałów w projektach LNG w Australii i Peru. [...] W raporcie rocznym Saudi Aramco za 2023 r. wyraźnie podkreślono inwestycję w MidOcean i skomentowano, że Aramco spodziewa się silnego wzrostu popytu na LNG. Firma poinformowała, że planuje rozwijać zintegrowaną globalną działalność w zakresie LNG i poszukuje odpowiednich możliwości w zakresie inwestycji bezpośrednich i wspólnych przedsięwzięć. Brak miejsca w miesięcznym komentarzu na więcej szczegółów, ale muszę jeszcze przypomnieć, że dzieje się to w sytuacji, kiedy realizacje długoterminowych kontraktów związanych z amerykańskimi projektami LNG dramatycznie zwolniły po decyzji Białego Domu z końca stycznia '24 o zawieszeniu wydawania kluczowych pozwoleń na eksport LNG”⁹.

W Niemczech pojawiły się oferty na przetładunek LNG – może ktoś z Polski z nich skorzystać? Państwowy operator terminali LNG Deutsche Energy Terminal (DET) oferuje krótko- i długoterminowe zdolności regazyfikacyjne w swoich terminalach FSRU w Niemczech. DET ogłosił w drugiej dekadzie maja nową rundę marketingową dla nowych mocy regazyfikacyjnych (w tym magazynowania i wysyłki) dla swoich terminali.

W ramach czterech cyfrowych kampanii marketingowych, z których pierwsza rozpocznie się 13 czerwca aukcją krótkoterminowych przepustowości, uczestnicy rynku mogą nabyć przepustowość dla terminali Brunsbüttel i Wilhelmshaven.

⁸ <https://lngprime.com/asia/japans-jera-plans-to-invest-up-to-13-billion-in-lng/112463/>

Oraz <https://www.jera.co.jp/en/>

⁹ <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/053024-saudi-aramco-considers-us-lng-deals-with-rio-grande-port-arthur-export-projects-sources?>

W ubiegłym roku DET przydzielił 60 slotów regazyfikacyjnych na 2024 r. w swoich działających terminalach Brunsbüttel i Wilhelmshaven 1, a także przydzielił 11 slotów regazyfikacyjnych w przyszłym terminalu importowym LNG opartym na FSRU w Stade.

	2023				2024				2025				2026	2027		
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4				
BBU01		0%			0%				100%							
Date of offering					10/23				06/24							
STD01							50%		100%							
Date of offering							12/23 and 08/24*		08/24*							
WHV01		0%			0%				100%							
Date of offering					10/23				06/24							
WHV02							100%		tbd							
Date of offering							06/24		Q1/25							

Short-term capacity

Long-term capacity; including the mandatory 10% marketed short-term

Available capacity

*A first tranche of about 50% was sold in 12/23, the remaining 50% in 2024 and the long-term capacities will be offered 08/24 earliest.

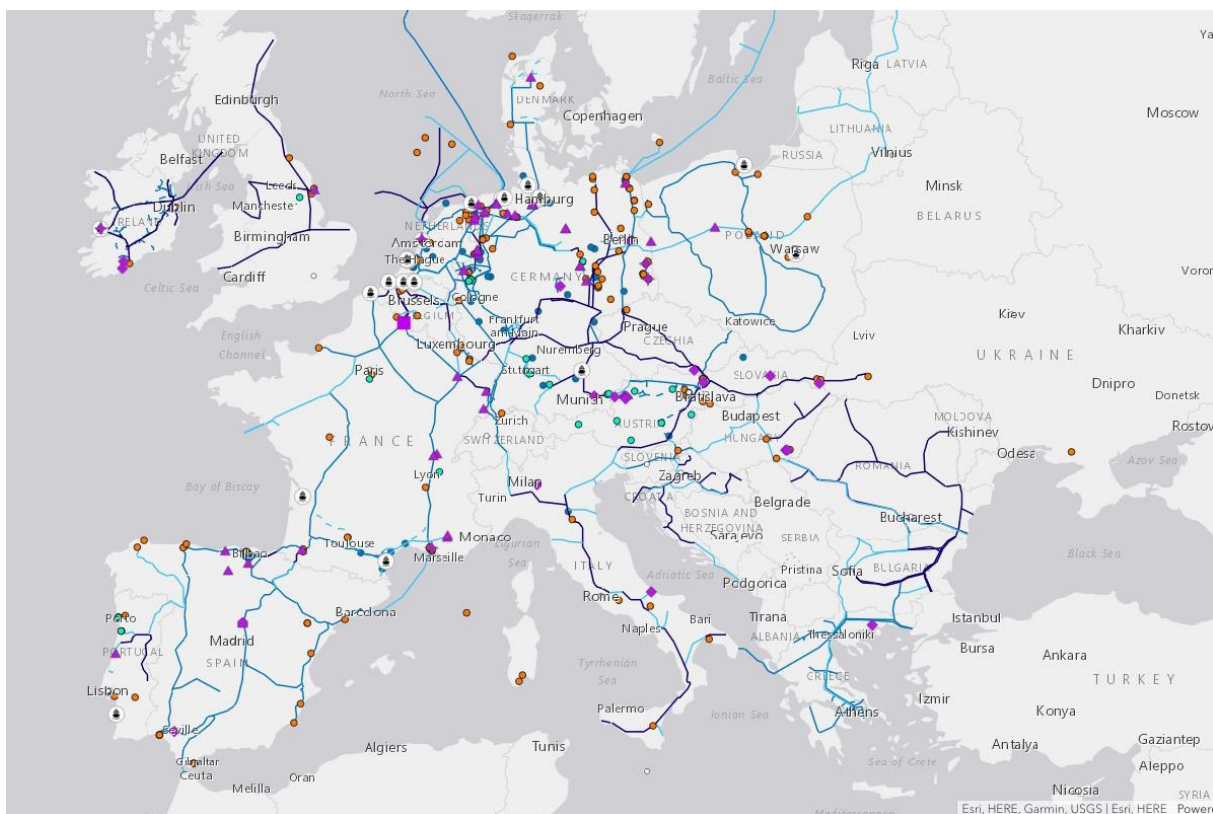
Rys. 6. Proponowane do aukcji zdolności regas i miejsca przeładunku.

Źródło: DET.

Po zakończeniu aukcji na krótkoterminowe moce wytwórcze, uczestnicy rynku będą mieli możliwość zakupu długoterminowych zdolności wytwórczych w latach 2025-2027. DET zamierza zaoferować długoterminowe zdolności do dostaw LNG do każdego z czterech terminali. Po raz pierwszy będzie to możliwe w okresie od 17 do 28 czerwca. DET planuje wprowadzić na rynek pozostałe moce produkcyjne w lipcu¹⁰.

I na zakończenie zaktualizowana mapa infrastruktury wodorowej. To interaktywne narzędzie zostało stworzone przez sześć stowarzyszeń branżowych – ENTSO gazu, GIE, Eurogas, CEDEC, GEODE, GD4S – na wniosek Komisji Europejskiej. Informacje o projekcie zgromadzono przy użyciu podejścia oddolnego, z wykorzystaniem danych dostarczonych przez promotorów projektów. Nowe narzędzie do tworzenia map usprawniło nawigację po mapie i wygodę użytkownika, wprowadzając funkcję wyszukiwania nazwy projektu i promotora projektu oraz specjalny pasek boczny z informacjami o projekcie. Po raz pierwszy mapa zawiera identyfikację projektów, które mają status projektów Komisji Europejskiej będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI) / projektów będących przedmiotem wzajemnego zainteresowania (PMI). Obejmuje to 65 projektów dotyczących wodoru i elektrolizerów zidentyfikowanych jako PWZ i PMI w pierwszym wykazie w ramach zmienionego rozporządzenia w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-E).

¹⁰ Por.: <https://lngprime.com/europe/german-fsru-terminal-operator-offers-regas-capacity/112374/>



Rys. 7. Zaktualizowana mapa infrastruktury wodorowej identyfikuje teraz projekty o statusie PCI / PMI.

Źródło: GIE. <https://www.h2inframap.eu/>

Od momentu uruchomienia mapy promotorzy projektów zgłosili łącznie ok. 500 projektów wodorowych, a obecnie obejmuje ona:

- 130 projektów przesyłu wodoru
- 60 Projekty dystrybucji wodoru
- 70 Projekty magazynowania wodoru
- 20 Projekty terminali i portów wodorowych
- 20 Projekty dotyczące popytu na wodór
- 170 Projektów produkcji wodoru

Zaangażowane w/w stowarzyszenia są zobowiązane do ułatwiania aktualizacji mapy infrastruktury wodorowej dwa razy w roku, aby zapewnić, że jest to "żywa" mapa obejmująca najbardziej aktualny stan sieci projektów wodorowych. Kolejna aktualizacja planowana jest na Q4 2024. Przed wakacjami nie spodziewam się aktualizacji / nowej polityki energetycznej państwa. Czekamy do września?