

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

Minęła Wielkanoc – chwila wytchnienia (raczej nie dla polskich energetyków, także sieciowych, którzy walczyli nie tylko z matką naturą, ale też z regulacjami nakazującymi redukcję produkcji energii z OZE) – więc ciut więcej czasu na przemyślenia, na dystans. Do podsumowanie marca zabrałem się już wcześniej, jeszcze w wolniejsze Wielkopiątkowe dopołudnie i zacznę od dopisku do tekstu lutowego, gdyż warto go uzupełnić o dane Departamentu Energii USA, EIA<sup>1</sup>, które pojawiły się w marcu:

- kolejny miesiąc z rządu Wielka Brytania pozostawała największym importerem amerykańskiego LNG w Europie, (październik/listopad przodowała Francja)
- kolejne kraje to Turcja, Holandia, Hiszpania i Korea Południowa<sup>2</sup>, które łącznie zabrały 49,1 proc. amerykańskiego eksportu LNG.
- poprzednio w to Holandia była głównym odbiorcą przez kolejnych pięć miesięcy
- r/r mamy wzrost o 17.6 proc., a m/m spadek o 6,3 proc. – eksport do 30 krajów z czego 88,6 proc. całkowitego eksportu LNG trafiło do krajów nieobjętych umową o wolnym handlu (nFTA), podczas gdy pozostałe 11,4 proc. trafiło do krajów objętych umową o wolnym handlu (FTA). Trzy kraje z największym eksportem od lat, prócz obecnie USA, Katar i Australia. Departament Energii (DOE) podał, że 88,6 proc. całkowitego eksportu LNG trafiło do krajów nieobjętych umową o wolnym handlu (nFTA), podczas gdy pozostałe 11,4 proc. trafiło do krajów objętych umową o wolnym handlu (FTA). W raporcie podano, że w okresie od lutego 2016 r. do stycznia 2024 r. Stany Zjednoczone wyeksportowały 5770 statków, czyli 518,82 mld m<sup>3</sup> LNG do 41 krajów. Dane DOE pokazują, że Korea Południowa pozostaje głównym miejscem docelowym dla amerykańskiego LNG z 584 dostawami, a za krajem plasuje się Japonia (462), Francja (464), Wielka Brytania (447) i Holandia z 401 dostawami. Francja odebrała więcej ładunków niż Japonia, ale o mniejszych wolumenach. Oprócz tych pięciu krajów w pierwszej dziesiątce znajdują się również Hiszpania, Chiny, Indie, Turcja i Brazylia. Pisałem o tym więcej w materiale podsumującym „Polskie LNG w Q1 – 2024”<sup>3</sup>.

To podsumowanie przytaczam i w tym tekście, gdyż dzieje się to w momencie, kiedy szesnaście stanów USA złożyło pozew przeciwko zakazowi rządu federalnego zatwierdzania wniosków o eksport skroplonego gazu ziemnego<sup>4</sup>. W pozwie argumentowano, że rząd federalny nie ma uprawnień do szerokiej odmowy wydania tych pozwoleń. Pozew został złożony w sądzie federalnym w Lake Charles w Luizjanie przez koalicję stanów, w tym Teksasu, Luizjany i Florydy, które twierdzą, że wstrzymanie prac DOE zaszkodzi gospodarce USA i podważy wysiłki na rzecz zapewnienia zagranicznym sojusznikom w Europie stałych dostaw LNG, ponieważ region stara się uniezależnić od gazu rurociągowego z Rosji. Kilku nabywców LNG opóźniło podpisanie nowych długoterminowych kontraktów z amerykańskimi producentami. Między innymi, malezyjska państwowa firma naftowo-gazowa Petrolim Nasional Bhd., która prowadzi rozmowy z Cheniere Energy Inc. i innymi firmami, ale nie chce się dalej angażować, dopóki licencje nie zostaną zatwierdzone. Podobnie jak japońska Jera Co. i co najmniej dwie

<sup>1</sup> Por.: <https://lngprime.com/americas/uk-remains-top-importer-of-us-lng/108309/> UWAGA: dane na koniec stycznia 2024 r. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=60262>

<sup>2</sup> 42,9 Bcf/1,21 bcm do UK; 42,7Bcf/1,20 bcm do Turcji, 41.9 Bcf/1.19 bcm do Holandii, 38.8 Bcf /1,09 bcm do Hiszpanii, a 28 Bcf / 0,79 bcm do Korei Południowej. (1 bcf = 0.0283 bcm [mld m<sup>3</sup>])

<sup>3</sup> Sikora A., "Polskie LNG w pierwszym kwartale 2024 roku"; CIRE <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2024> oraz: <https://biznesalert.pl/lng-2024-kanal-panamski-import-eksport-gazu-energetyka/>

<sup>4</sup> Por. na przykład: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/032124-sixteen-us-states-challenge-white-house-pause-on-lng-permits>

firmy z siedzibą w Chinach, które również uważnie przyglądają się amerykańskiemu projektowi, zanim przystąpią do negocjacji. I nikt publicznie tego „bidenowskiego” zakazu nie chce komentować, choć w czasie tegorocznej konferencji CERAWEEK w Houston „wrzało”. Przypomnę, że projekt CP2 firmy Venture Global LNG Inc. w Luizjanie (Instalacja CP2 LNG będzie zlokalizowana obok istniejącego zakładu skraplania Calcasieu Pass firmy Venture Global w Luizjanie, gdzie będzie 18 ciągów skraplania, każdy o pojemności około 1,1 mln ton LNG, ale także cztery zbiorniki magazynowe LNG o pojemności 200 000 m<sup>3</sup>. W lipcu ubiegłego roku FERC wydała pozytywną ostateczną ocenę oddziaływania projektu na środowisko – firma to także dostawca dla Orlen. Formalnie rzecz biorąc, nie ma wymaganych zgód, aby w pełnej skali rozpocząć budowę i istnieje ryzyko, że przesunięta zostanie ostateczna decyzja inwestycyjna (FID), która jest niezbędnym krokiem przed rozpoczęciem głównej budowy, tak aby oczekiwana pierwsza produkcja LNG pojawiła się w 2026 r. Tymczasem Sempra już odroczyła decyzję inwestycyjną w sprawie planowanego zakładu Cameron w Luizjanie, a Commonwealth LNG opóźnił budowę terminalu eksportowego w tym stanie. „Im dłużej trwa pauza, tym bardziej jest to problematyczne” – powiedział Paul Varello, Prezes i założyciel Commonwealth. Deweloperzy projektów nie są w stanie uzyskać oferowanej ceny od wykonawcy, a zobowiązania wobec nabywców dotyczące określonych terminów dostaw również mogą się opóźnić.<sup>5</sup>

Ciut później niż zwyczajowo swoje dane statystyczne podało ENTSO-E. W marcu wytwarzanie energii ze źródeł gazowych było praktycznie identyczne jak w lutym (1 330 390 MWh/1 330 858 MWh – styczeń przypomnę to aż 1 542 037 MWh – trzeci miesiąc, kiedy mamy powyżej 10% w strukturze wytworzenia; czyli ponad 1,3 TWh). Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce osiągnęło poziom 14,45 TWh (wobec 14,11 TWh w lutym). W stosunku do lutego 2024 r., to wzrost o 2,4 proc., ale spadek do marca '23 aż o 3,1 proc. przy spadku produkcji krajowej do poziomu 13 267 742 MWh i zapotrzebowaniu 14 446 622 MWh. Przy wyłączeniach, konieczność zakupu z zagranicy 9 proc zapotrzebowania krajowego i „potrzebach własnych” 1 230 827 MWh wynoszących praktycznie tyle ile wynosi generacja z gazu ziemnego nie nastraja optymistycznie. W strukturze wytworzenia piąty miesiąc z rzędu mamy udział w okolicach 10 proc.: marzec 10,0; luty 10,4; styczeń 10,41; grudzień 9,92 i 10,15 listopad'23. Magazyny gazu w Polsce w marcu miały 44,12 proc. wypełnienia, przypominam, że na koniec lutego były zapełnione w ok. 60 proc. Za to magazyny gazu w Europie na koniec marca mamy statystycznie wypełnione jak nigdy – średnio 58,7 proc., gdzie ok. 1/5 tego zapasu zgromadzono w Niemczech 65,11 proc. i Polska 44,12 proc., ale w wolumenach to już tylko 1/10 tego co mają Niemcy, czyli ok 2 proc tego co zmagazynowała Unia<sup>6</sup>.

„[...] Wysoki poziom zapasów stwarza ryzyko spadku cen w miarę upływu lata. Przy zasobach bliskich pełnej pojemności magazynów szacujemy, że nadwyżka podaży wyniesie nawet 10 mld m<sup>3</sup>. Uważamy, że będzie to musiało zostać wchłonięte albo poprzez pływający LNG, albo przy użyciu dostępnych magazynów na Ukrainie. Wymaga to różnicy lato i zima wynoszącej ponad 2 USD za MMBtu.”<sup>7</sup>

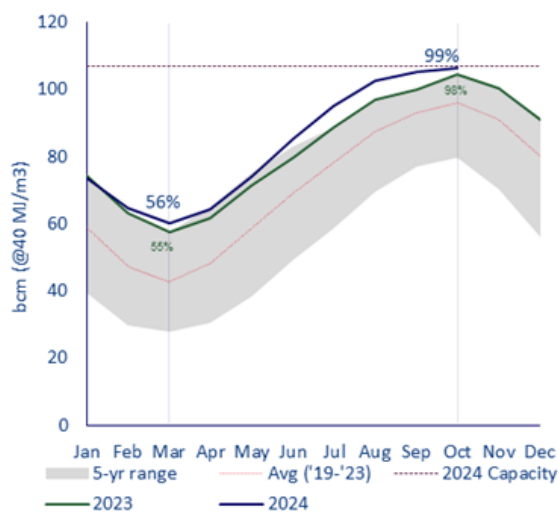
---

<sup>5</sup> <https://www.bnnbloomberg.ca/biden-s-lng-freeze-delaying-projects-and-risking-us-market-share-1.2047226>

<sup>6</sup> Por. <https://agsi.gie.eu/> dostęp 30/03/2024 – dane przedstawiane są dynamicznie.

<sup>7</sup> Opracowanie i cytaty na podstawie <https://www.woodmac.com/news/opinion/three-key-takeaways-from-europe-gas-markets-short-term-outlook-q1/>

## European gas storage inventory will reach 99% in 2024



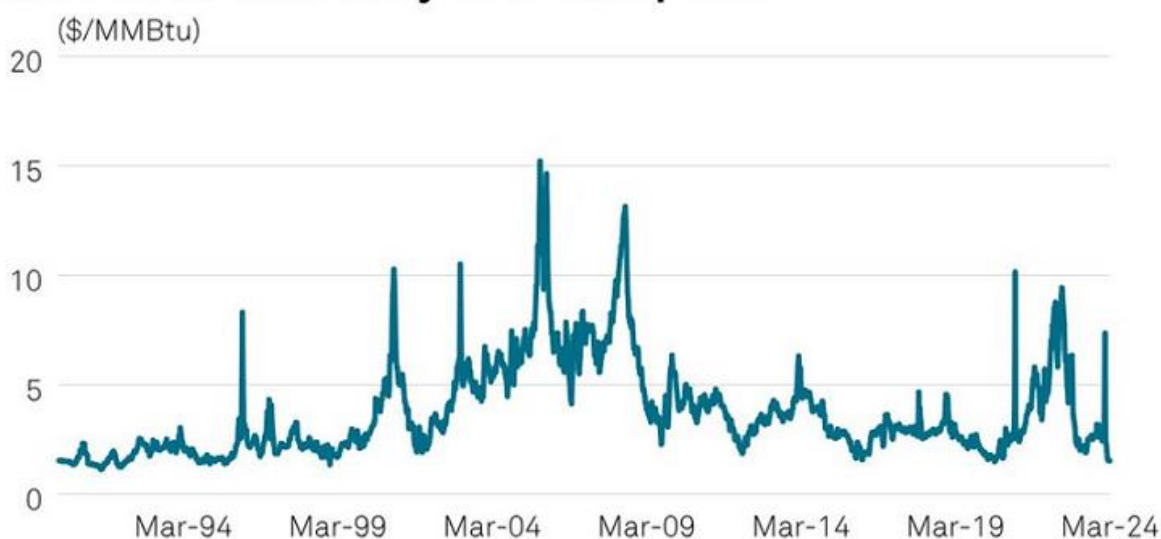
Source: Wood Mackenzie. \*Europe excluding Turkey.

**Rys. 1.** Wypełnienie magazynów gazu ziemnego w Europie (bez Turcji) z prognozą'24 w latach 2023/4.

Źródło: Wood Mackenzie

W środku marca ceny amerykańskie w HH spadły do 1.24 USD/MMBtu – najniżej (jeśli przeliczymy je przez inflację) od 1997 r. W tym samym momencie w Europie w TTF średnia ceną notowania to 8.15 USD/MMBtu – warto przypomnieć, że w tym samym okresie rok temu (tydzień kończony 15 marca 2023), te ceny wynosiły 14,22 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 14,57 USD/MMBtu w TTF. Odpowiednio 8.74 USD/MMBtu w dniu 29 marca 2024, a na tydzień kończący się 29 marca 2023 r., ceny wynosiły 12,72 USD/MMBtu w Azji Wschodniej i 13,47 USD/MMBtu w TTF. Można powiedzieć, że z poziomami cen gazu ziemnego wróciliśmy do poziomu przedwojenno/covidowego. Ale czy na zakończenie Q1 można się pokusić o podobną retorykę jak 3-4 lata temu? Obawiam się, że nie.

## Platts-assessed Henry Hub cash price



Source: S&P Global Commodity Insights

**Rys. 2.** Ceny gazu ziemnego w Henry Hub (HH) w latach 1994-2024.

Źródło: S&P Global Commodity Insights

W marcu '24, po wieloletniej przerwie (wydobycie pierwotnie rozpoczęto w '84 r.) i przeprowadzonej rekonstrukcji rozpoczęto (bardzo boleję, że bez udziału Polski i Orlen, bo to z tego złoża PGNiG kontraktował między innymi gaz ziemny na wypełnienie Baltic Pipe) wydobywanie (operator TotalEnergies - 43.2proc., Noreco - 36.8proc., Nordsøfonden - 20 proc.) gazu ziemnego z należącego do Danii złoża Tyra na Morzu Północnym położonego około 220 km na zachód od Esbjerg, na „wpince” przedłużenia Baltic Pipe do norweskich gazociągów<sup>8</sup>. Osiągnięcie pełnej zdolności produkcyjnej, czyli 2,8 mld m<sup>3</sup>/r - 5,7 mln m<sup>3</sup>/d gazu, zajmie cztery miesiące. Docelowo TotalEnergies chce pozyskiwać z tego złoża 6,4 mld m<sup>3</sup>/r. Nowa Tyra – pisałem o tym wcześniej<sup>9</sup> - wykorzystuje najnowsze rozwiązania cyfrowe i innowacje technologiczne, pozwalające produkować wydajniej i przy niższej o 30 proc. emisji gazów cieplarnianych niż uprzednio.

<sup>8</sup> W 1968 roku na Morzu Północnym odkryto pole gazowe Tyra, które było założone przez firmę Maersk, duńskiego koncernu. W 2019 roku produkcja została przerwana z powodu złego stanu technicznego platform oraz osunięcia się dna morza, co wymagało remontu. Wznowienie eksploatacji opóźniło się o kilka miesięcy głównie z powodu przestojów spowodowanych pandemią Covid-19 w stoczni Batam w Indonezji, gdzie miała być budowana jedna z pływających platform wiertniczych. Ostatecznie prace zostały przeniesione do Danii. Złóża Tyra są połączone gazociągiem z duńskim miastem Nybro oraz holenderskim Den Helder, umożliwiając eksport surowca do Holandii. Natomiast duńska infrastruktura gazowa, poprzez gazociąg Baltic Pipe, który biegnie z Norwegii przez Danię do Polski, jest połączona z polskim systemem gazowym.

<sup>9</sup> 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> także BIZNES ALERT „Tyra. Czy Dania będzie potrzebować gazu z Baltic Pipe (ANALIZA)” <https://biznesalert.pl/zloze-tyra-dania-baltic-pipe-sikora/>





**Rys. 3 i 4.** Złoże Tyra i jego zagospodarowanie

Źródło: <https://totalenergies.com/projects/gas/tyra-major-offshore-project-core-our-climate-strategy>

W marcu w niemieckim Stade – to ciekawe miejsce blisko wielkiej chemicznej fabryki amerykańskiej firmy Dow Chemicals, która o mały włos nie byłaby partnerem petrochemicznym Orlenu na początku lat 2000 (powstał wtedy BOP – Basell Orlen Polyolefins – kiedy Amerykanie z Dow nie zgodzili się, aby „petrochemiczne technologie były tak blisko Rosji”) - pojawił się pierwszy w tym miejscu pływający statek regazyfikacyjny (FSRU) Energos Force, (wcześniej pod nazwą Transgas Force – obecny właściciel Energos Infrastructure z grupy Apollo Global Management) który zregazyfikuje do 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (operatorem znowu jest litewska firma KN Energies – zdystansowali nas w tym obszarze Litwini!) właśnie głównie dla Dow Chemicals do produkcji (UWAGA GRUPA AZOTY bo wygląda, że będzie znacznie tańszy od Waszego) amoniaku.



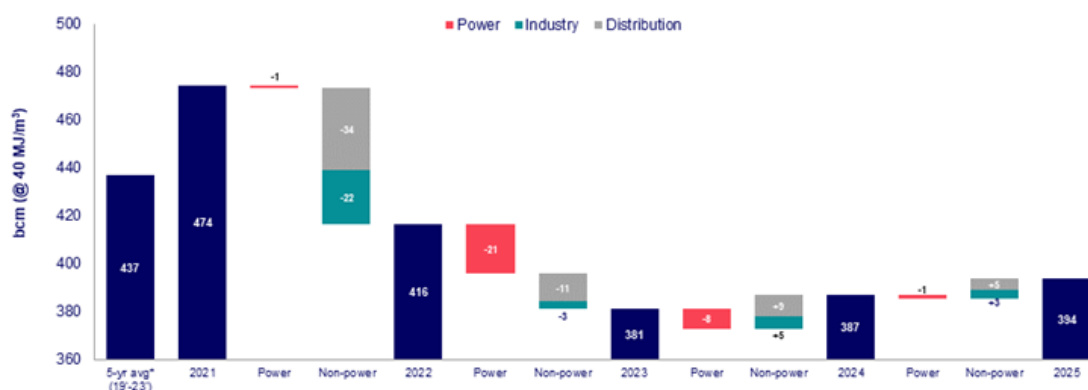
**Rys. 5.** Energos Force w Stade. Źródło: DET<sup>10</sup>

Jeśli pogoda nie będzie nieprzewidywalna, a losy wojen (także ataki Huti na Morzu Czerwonym) przewidywalne to spodziewać się należy umiarkowanego odbicia popytu na gaz ziemny do przemysłu – bo spodziewam się wzrostu aktywności gospodarczej w Europie. Stosunkowo niskie ceny gazu powinny przełożyć się na wzrost zużycia gazu w rafineriach i zakładach produkcji amoniaku. Zakładając normalną pogodę, gospodarstwa domowe i usługi również powinny zużywać więcej gazu w 2024 roku. Jak pokazuje ENTSO-E, zużycie gazu w energetyce wzrosło o ok. 15% rok do roku w analizowanym okresie, dzięki temperaturom poniżej średniej i niskiej generacji wiatru, ale ponownie spadło w lutym, zmniejszając się o 19% rok do roku z powodu łagodniejszych temperatur i silnego wiatru. Trwające wycofywanie się z wytwarzania energii elektrycznej z węgla stanowi potencjalny wzrost dla gazu. Jednak ciągły wzrost mocy wiatrowych i słonecznych, wraz z odzyskaną dostępnością energii jądrowej, oznacza, że zapotrzebowanie na gaz w energetyce zmniejszy się w tym roku w UE o ok. 8 mld m<sup>3</sup>. Świetnie pokazuje to rysunek przygotowany przez WoodMac.

---

<sup>10</sup> [https://finance.yahoo.com/news/germanys-stade-lng-terminal-receive-162437985.html?utm\\_source=substack&utm\\_medium=email](https://finance.yahoo.com/news/germanys-stade-lng-terminal-receive-162437985.html?utm_source=substack&utm_medium=email)

## European gas demand outlook by sectors



Source: Wood Mackenzie. \*Europe excluding Turkey and Ukraine.

**Rys. 6.** Zużycie sektorowe gazu ziemnego w latach 2021-2024.

Źródło: Wood Mackenzie

W przywołanym już uprzednio dokumencie WoodMac<sup>11</sup>: "[...]przewiduje, że ceny Title Transfer Facility (TTF) będą musiały spaść poniżej 7 USD za milion brytyjskich jednostek termicznych (MMbtu) w sierpniu i wrześniu, aby zablokować wymaganą różnicę między cenami letnimi i zimowymi – to prawie 1 USD za MMbtu mniej niż obecna krzywa cen terminowych. Ostatecznie odroczone nadwyżka podaży wywrze również presję na spadek cen TTF w listopadzie i grudniu w porównaniu z obecną krzywą terminową. „Rosyjskie przepływy gazu przez Ukrainę i lokalne wydobywanie w Ukrainie będą kluczowe dla dynamiki rynku w 2025 r. W latach 2024-2025 zostanie oddanych do użytku wiele nowych projektów LNG. Uważamy jednak, że w 2025 r. wzrost podaży LNG rok do roku zostanie ograniczony do 15 mln ton/r). Wynika to z faktu, że nowe projekty będą potrzebowały czasu, aby osiągnąć pełną wydajność, podczas gdy wydajności z niektórych starszych instalacji będą nadal spadać, szczególnie w basenie Atlantyku. To, w połączeniu z ożywieniem popytu w Azji, oznacza, że import LNG do Europy wzrośnie tylko o 4,5 mln ton rocznie. To, co stanie się z rosyjskimi przepływami przez Ukrainę, będzie kluczowe dla dynamiki rynku w 2025 roku. W obecnej sytuacji 12 mld m<sup>3</sup>/r rosyjskiego gazu nadal napływającego do Europy przez Ukrainę zatrzyma się pod koniec 2024 r., kiedy wygaśnie umowa tranzytowa z Ukrainą. Nawet przy założeniu, że import gazociągami TurkStream 2 będzie kontynuowany, udział Rosji w europejskim miksie dostaw gazu do UE spadnie zatem do nieco ponad 3% w 2025 r. – w porównaniu z rekordowymi 35% przed wojną w Ukrainie. **W rezultacie spodziewamy się, że w 2025 r. europejskie magazyny gazu będą na znacznie niższym poziomie niż w poprzednich latach, co spowoduje, że ceny w Europie w 2025 r. będą wyższe niż w tym roku.** Jeśli jednak dojdzie do porozumienia w sprawie tranzytu części gazu przez Ukrainę, dostępnych będzie więcej wolumenów gazu. W takim scenariuszu poziom magazynowania ponownie zbliżyłby się do pełnej pojemności, a ceny byłyby niższe zarówno od naszego scenariusza bazowego, jak i obecnej krzywej terminowej”.

<sup>11</sup> <https://www.woodmac.com/news/opinion/three-key-takeaways-from-europe-gas-markets-short-term-outlook-q1/>

Formalnie kontrakt na przesył rosyjskiego gazu przez Ukrainę kończy się 06.00 rano CET 1 stycznia 2025 r. i w obecnej sytuacji trudno się spodziewać, że zostanie odnowiony czy przedłużony na kolejny pięcioletni okres. Istnieje jednak presja ze strony firm z Europy Środkowej (m.in. Słowacja, Węgry, Austria), które mają długoterminowe kontrakty na dostawy lub tranzyt z Gazpromem, aby kontynuować dostawy z Rosji. Ukraińscy urzędnicy wskazywali na możliwość zezwolenia firmom na samodzielny odbiór gazu w Sudży na ukraińsko-rosyjskim przejściu granicznym. Mimo to przepustowość może być oferowana tylko po podpisaniu przez operatorów sieci gazowych umowy o połączeniu międzysystemowym dla punktu Sudża na granicy ukraińsko-rosyjskiej.

Dzienna przepustowość techniczna na przejściu granicznym Sudża wynosi 244 mln m<sup>3</sup>. Obowiązująca umowa o połączeniu międzysystemowym przewiduje, że 87 mln m<sup>3</sup> może być rezerwowane codziennie na stałych zasadach. Gazprom zarezerwował 72 mln m<sup>3</sup> dziennie w ramach wygasającego pięcioletniego kontraktu, ale obecnie wykorzystuje tylko 42 mln m<sup>3</sup> dziennie. W przypadku braku przedłużenia umowy po 2024 r. europejskie przedsiębiorstwa, które chcą przedłużyć import, mogą mieć możliwość rezerwacji zdolności wytwórczych na rynku natychmiastowym w ramach aukcji rocznych, kwartalnych, miesięcznych lub dziennych. Przedsiębiorstwa mogłyby rozpocząć rezerwację rocznych zdolności przesyłowych już od 1 lipca 2024 r., ale tylko pod warunkiem zawarcia nowej umowy o wzajemnym połączeniu.

Gazprom nie zamówił przepustowości (nadmiarowe odmówił) i zmniejszył ilość gazu, który miał wysyłać do Europy. Przez ostatnie dwa lata przepływy wpływające na Ukrainę przez Sudżę oscylowały wokół 42 mln m<sup>3</sup>/d, w porównaniu do 109,6 mln m<sup>3</sup>/d, które Gazprom zarezerwował dla tranzytu przez Sudżę i Sochranówkę. Ważne jest to, że ukraiński system przesyłowy gazu został początkowo zbudowany z zachodu na wschód, ponieważ gaz był dostarczany z zachodniej części Ukrainy do Moskwy pod koniec lat 60. Przepływy zostały później odwrócone w latach 70. i od tego czasu system jest wykorzystywany jako główny szlak tranzytowy rosyjskiego gazu do Europy. Ukraińscy interesariusze przygotowywali się do pracy bez tranzytu jeszcze przed wygaśnięciem poprzedniego kontraktu w 2019 roku.<sup>12</sup>

**Dostawy krajowe Ukrainy są oddzielone od tranzytu, a przepływy mogą być odwracane z zachodu na wschód.** Łączna fizyczna przepustowość na granicach Ukrainy z Węgrami, Polską i Słowacją wynosi 54 mln m<sup>3</sup>/d, ale w planach jest jej dalsze rozszerzenie. GTSOU i operator magazynowania UTG wielokrotnie zapraszali firmy do rozpoczęcia zatłaczania wolumenów wcześniej w sezonie, aby uniknąć zatorów pod koniec lata.

Brak tranzytu oznacza, że Ukraina straci dochody tranzytowe, które w ubiegłym roku (mimo wojny!) wyniosły 800 mln dolarów i stanowiły 0,46% ukraińskiego PKB. Pieniądze te zostały przeznaczone głównie na pokrycie niezbędnych kosztów operacyjnych i zrekompensowanie związanych z tym wydatków. W przypadku braku tranzytu będzie musiała znaleźć inne źródła dochodów, m.in. import gazu rewersem przez gazociąg transbałkański i likwidację dużej części systemu przesyłowego. Rosja jest uzależniona od Ukrainy i Turcji, aby utrzymać minimalny udział w rynku i odbudować strumień dochodów, który spadł o ponad 60% z 47,5 mld euro w 2022 r.

Nabywcy z UE, tacy jak np. austriacki OMV, węgierski MVM i słowacki SPP, których długoterminowe kontrakty wygasają w nadchodzących latach, już zasygnalizowali zamiar dywersyfikacji. Słowacki operator sieci gazowej Eustream ma podpisaną umowę z Gazpromem na zasadzie "ship-or-pay", która wygasa w 2028 roku. Rosja historycznie polegała

---

<sup>12</sup> Opracowałem na podstawie: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2024/03/18/10981563/icis-explains-what-will-happen-after-ukraine-s-gas-transit-contract-expires/>



na Ukrainie i Słowacji w zakresie tranzytu gazu. Jeśli nie dojdzie do tranzytu przez Ukrainę, Gazprom może nie widzieć sensu w płaceniu za zarezerwowane słowackie moce. Mimo że przepływy tranzytowe stanowią obecnie ułamek zakontraktowanych, Słowacja oczekuje, że przez pozostałe cztery lata będzie otrzymywać pełną zapłatę. Oznacza to, że Eustream jest jednym z najbardziej zainteresowanych przedłużeniem kontraktu tranzytowego na Ukrainę. Wreszcie, Naddniestrze nadal importuje 2 mld m<sup>3</sup> rocznie. W przeciwieństwie do Mołdawii, która była w stanie zabezpieczyć wolumeny na europejskich hubach, Naddniestrze jest uzależnione od Rosji w zakresie silnie subsydiowanych dostaw gazu. Dywersyfikacja oznaczałaby płacenie za gaz po cenach rynkowych.

Moich Czytelników chcę na koniec marca'24 zostawić z cytatem z Daniela Yergina<sup>13</sup> (guru energetyczny) z wywiadu udzielonego w czasie CERAWEEK dla „Neue Zürcher Zeitung” nie po to, aby Was uspokoić, ale mocniej zainspirować do myślenia i przygotować do jednak nagłej, w mojej ocenie, zmiany:

**„[...] Czyli tak naprawdę nie będzie wielkiej nagłej zmiany?**

*Mam dość dyskusji o transformacji energetycznej. Czasem traci kontakt z historią gospodarczą i rzeczywistością. Jeśli spojrzymy na historię transformacji energetycznej, wszystkie one trwają ponad sto lat. Próba wprowadzenia zmian w ciągu 25 lat, a nawet połowy tego czasu, jest bardzo mało prawdopodobna.*

**Czym różni się obecna transformacja energetyczna od poprzednich?**

*Cóż, jest jedna zasadnicza różnica. Wszystkie były dodatkami energetycznymi. Ropa naftowa wyprzedziła węgiel jako źródło energii numer jeden na świecie w latach 60. Ale węgiel nie zniknął. W ubiegłym roku świat zużył więcej węgla niż kiedykolwiek wcześniej, trzy razy więcej niż w latach 60. Teraz staramy się przejść z jednego systemu do drugiego w naprawdę krótkim czasie, nie zwracając zbytnej uwagi na ilość potrzebnych zasobów i minerałów.”*

---

<sup>13</sup> Por.: [https://en.wikipedia.org/wiki/Daniel\\_Yergin](https://en.wikipedia.org/wiki/Daniel_Yergin)