

Więcej Unii, mniej Rosji. Transformacja zasad przesyłu gazu w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej

Agata Łoskot-Strachota

W ostatnim czasie doszło do przyspieszenia zmiany zasad przesyłu gazu przez kraje Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Głośno jest o uruchamianiu nowych szlaków eksportu rosyjskiego surowca do Unii Europejskiej, omijających region, co skutkuje spadkiem jego tranzytowego znaczenia. Trwająca rozbudowa interkonektorów i alternatywnych połączeń zmienia kierunki przesyłu błękitnego paliwa na rynku środkowoeuropejskim. Nie mniej istotne, choć pozostające nieco w cieniu, są zmieniające się reguły transportu gazu z Rosji do UE. Wraz z wygasaniem kolejnych długoterminowych kontraktów tranzytowych (ukraińskiego pod koniec 2019 r., polskiego w maju 2020 r., a w perspektywie kilku lat także słowackiego i bułgarskiego) możliwe jest pełniejsze oparcie przesyłu na unijnych regulacjach – trzecim pakiecie, w tym kodeksach sieciowych. W rezultacie rośnie przejrzystość, konkurencja i atrakcyjność dostępu do infrastruktury, a więc i wykorzystywanie jej przez firmy europejskie. Wzrasta równocześnie nieprzewidywalność przesyłu gazu z Rosji. Ilustrują to tegoroczne zmiany w przepływie surowca przez gazociąg jamalski, magistrale ukraińskie czy szlak transbałkański. Przyszłość przesyłu w regionie będzie zależać także od czynników zewnętrznych – procesów zachodzących na Ukrainie, poziomu faktycznego tranzytu rosyjskiego gazu oraz koniunktury na rynku europejskim.

Nord Stream, TurkStream i zmieniająca się rola przesyłowa regionu

Od dekady zmienia się rola i wykorzystanie infrastruktury gazowej w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej. Budowa i uruchamianie kolejnych szlaków eksportu rosyjskiego surowca do UE zmniejszają wielkość przesyłu przez region jako całość oraz ograniczają znaczenie dotychczas wykorzystywanych szlaków – korytarza słowackiego, gazociągów jamalskiego i transbałkańskiego (zob. Wykres 1). Równolegle powstaje dalsza infrastruktura gazowa – zarówno dla gazu rosyjskiego,

jak i umożliwiająca import surowca z alternatywnych źródeł. Z jednej strony składają się na nią lądowe odnogi nowych rosyjskich gazociągów: z Niemiec do Europy Środkowej – OPAL i EUGAL, zaś z Turcji przez Bułgarię, Serbię i Węgry – europejska nitka TurkStreamu. Z drugiej są to oddane już do użytku terminale LNG na Litwie i w Polsce, buduje się też kolejne (w Chorwacji, drugi w Grecji) i rozbudowuje się działające w Polsce. Ponadto powstają nowe szlaki dostaw – w tym Południowy Korytarz i Baltic Pipe. Trwa rozbudowa połączeń wewnątrzregionalnych (w tym projekt BRUA czy GIPL) oraz tych łączących region z resztą UE.



Dzięki nowym połączeniom następuje nie tylko dywersyfikacja źródeł, lecz także zmiana kierunków przesyłu gazu w regionie – coraz więcej surowca płynie z zachodu na wschód oraz na osi rozbudowywanego Korytarza Północ–Południe. Stanowi to częściową rekompensatę w obliczu spadającego tranzytu przez Europę Środkową tradycyjnymi szlakami z Rosji. Zmiany te prowadzą wreszcie do przetasowań w hierarchii znaczenia poszczególnych państw w przesyłce gazu. Uruchomienie pierwszego gazociągu Nord Stream i planowane otwarcie Nord Streamu 2 skutkują nie tylko spadkiem tranzytu przez Ukrainę, lecz także malejącą rolą Słowacji, a wzrostem znaczenia Czech. Po oddaniu do użytku TurkStreamu osłabła zaś rola tranzytowa Rumunii (zob. Mapa).

Nowe reguły gry: kontrakty tranzytowe z Gazpromem a unijne kodeksy sieciowe

Równoległe i w dużej mierze niezależnie od przeobrażeń infrastrukturalnych następują zmiany zasad, na jakich udostępniane są przepustowości zarówno nowych, jak i starych szlaków gazowych w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej. W coraz większym stopniu przepustowości te rezerwowane są na unijnych zasadach. Zgodnie z trzecim pakietem energetycznym przesył surowca w UE od dobrych kilku lat regulowany jest przez kodeksy sieciowe, w tym dotyczące mechanizmów alokacji przepustowości (NC CAM), mające uspoźniać i zwiększać przejrzystość zasad rezerwacji przepustowości. Istnieją też kodeksy regulujące kwestie wyznaczania taryf (NC TAR), zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (NC CMP) czy współpracy międzyoperatorskiej (NC INT). W konsekwencji na wewnątrzunijnym rynku gazu zbędne stały się długookresowe kontrakty przesyłowe/tranzytowe¹. Wraz z wdrażaniem reguł trzeciego pakietu i kodeksów sieciowych w państwach Wspólnoty Energetycznej, w tym na Ukrainie, także tam obserwujemy zmianę zasad dostępu do infrastruktury gazowej.

¹ Formalnie wewnątrz UE mówimy o przesyłce, a nie tranzyście gazu.

Transformacja regulacji przesyłu gazu w krajach Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej trwa od dobrych kilku lat i wciąż się nie zakończyła.

” Reguły unijne oznaczają prostszy, przejrzysty i konkurencyjny dostęp do regionalnej infrastruktury oraz utratę uprzywilejowanej pozycji przez Gazprom.

Pełne wdrożenie unijnych reguł w regionie nie było możliwe w dużym stopniu ze względu na wcześniej podpisane długookresowe kontrakty tranzytowe z Gazpromem. 17 maja 2020 r. wygasł 25-letni kontrakt polsko-rosyjski, a 1 stycznia 2020 r. poprzedni rosyjsko-ukraiński kontrakt tranzytowy (do 2028 r. obowiązuje kontrakt słowacki, a do 2030 r. – bułgarski). To one określały zasady tranzytu – warunki, w tym koszty, dostępu do zdolności przesyłowych. Regulowały też zdecydowaną większość dostępnych mocy przesyłowych najważniejszych szlaków tranzytowych w regionie.

Szczegółowe warunki gazpromowskich kontraktów tranzytowych, objęte tajemnicą handlową, nie były i w większości przypadków nie są znane. Część informacji dotyczących np. szacowanych dochodów tranzytowych Słowacji czy Bułgarii publikowały lokalne media. Długookresowe kontrakty z Gazpromem zazwyczaj uzgadniane były nie tylko przez firmy, lecz także na poziomie politycznym. Przykładem są kolejne ukraińskie kontrakty tranzytowe negocjowane przez władze Rosji i Ukrainy oraz zaangażowane instytucje unijne i państwa członkowskie (ostatnio Niemcy). Także polski kontrakt tranzytowy wynikał z podpisanej w 1993 r. międzyrządowej umowy o budowie gazociągu jamalskiego w Polsce i z kolejnych zmieniających ją protokołów.

Zdarzało się, że kwestia tranzytu rozstrzygana była „w pakiecie” z innymi kwestiami dotyczącymi dwustronnej współpracy gospodarczej (np. szczegóły bułgarskiego kontraktu były dookreślane w trakcie negocjacji rządu Bojko Borisowa z Rosją, także dotyczących dostaw i gazociągu South Stream). Bywało też, że zawarte w kontraktach

warunki ograniczały częściowo autonomię i możliwość wykonywania w pełni swoich funkcji przez krajowych operatorów. Na przykład postanowienia kontraktów tranzytowego i na dostawy z Bułgarią ograniczały przez długi czas² możliwość monitorowania i pomiaru przepływu gazu przez bułgarskie gazociągi, a w konsekwencji kontrolę Bulgartransgazu nad transgranicznymi przepływami surowca.

Postanowienia kontraktowe ograniczały także autonomię działania zarówno ukraińskiego operatora Ukrtranshazu, jak i słowackiego Eustreamu wobec głównego granicznego punktu przesyłowego Uzhorod/Veľké Kapušany. W przypadku rumuńskim nawet po wygaśnięciu dwóch (z trzech) kontraktów tranzytowych ich pozostałości utrudniały wdrożenie kodeksów sieciowych i dostęp stron trzecich do przepustowości w rumuńsko-ukraińskim punkcie granicznym Isaccea³. Z kolei zapisy porozumienia międzyrządowego rosyjsko-polskiego i kolejnych do niego protokołów ograniczały możliwość przejęcia w pełni przez Gaz-System funkcji operatorskich od właściciela polskiego odcinka gazociągu jamalskiego – EuRoPol GAZ-u. Utrudnienia stanowiły m.in. utrzymująca się znacząca rola EuRoPol GAZ-u i zasada jednomyślności w podejmowaniu decyzji w firmie, której współwłaścicielami są PGNiG i Gazprom. W konsekwencji do końca 2019 r. Gaz-System nie mógł w całości wypełnić zobowiązania nałożonego na niego przez regulatora (w ramach procesu certyfikacji) i odpowiadać za bieżącą eksploatację tłoczni i pomiarowni gazu. Rezerwacja większości przepustowości tranzytowych gazociągu jamalskiego poprzez aukcje rozpoczęła się 17 maja (po wygaśnięciu kontraktu tranzytowego)⁴, natomiast taryfy Gaz-System będzie mógł ustalać dopiero po wygaśnięciu w 2022 r. ostatniego historycznego kontraktu na dostawy surowca tym szlakiem (z PGNiG); na razie ustalone są one

przez EuRoPol GAZ (i zatwierdzone przez Urząd Regulacji Energetyki), a ich wysokość ograniczana przez postanowienia protokołu do międzyrządowej umowy polsko-rosyjskiej.

” Od maja przepustowości tranzytowe gazociągu jamalskiego są sprzedawane poprzez aukcje, zgodnie z praktyką europejską.

Odchodzenie od zasad opartych na długoterminowych kontraktach na przesył rosyjskiego gazu do systemu unijnego następuje stopniowo, w różnym czasie i tempie w poszczególnych krajach, co niekiedy utrudnia spójne funkcjonowanie i wykorzystanie systemu gazociągów w regionie. Jednocześnie wraz z coraz powszechniejszą implementacją reguł unijnych i dostosowywaniem do nich krajowych rozwiązań dostęp do przepustowości gazociągów w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej dla podmiotów trzecich staje się prostszy, bardziej przejrzysty i konkurencyjny. Coraz powszechniejsza jest praktyka rezerwacji przepustowości środkowoeuropejskich szlaków przez aukcje. Moce przesyłowe są sprzedawane według ustalonego przez ENTSOG i tego samego w całej UE (oraz na Ukrainie) kalendarza w ramach produktów wieloletnich, ale i krótkookresowych (dziennych, miesięcznych, kwartalnych).

Istnieją trzy platformy, na których można sprzedawać i rezerwować przepustowości: najstarsza i największa w UE platforma Prisma oraz dwie regionalne – węgierska RBP i polska GSA, na których oferowanych jest coraz więcej środkowo- i południowo-wschodnioeuropejskich przepustowości. Znaczenie tych platform rośnie wraz zachodzącymi obecnie procesami. Widoczny jest spadek zainteresowania długoterminowymi rezerwacjami – zarówno w regionie, jak i w pozostałych państwach UE coraz popularniejsze stają się te krótkoterminowe. Wraz z rosnącą konkurencją (nowe szlaki i warunki przesyłu) przyczynia się to do większej zmienności i nieprzewidywalności samego przesyłu. Dobrymi przykładami są tu dynamiczne zmiany w rezerwacjach i fizycznym przepływie gazu przez Jamał po wygaśnięciu kontraktu tranzytowego w 2020 r. oraz utrzymująca się nie-

² Zlikwidowane w ramach porozumienia wieńczącego postępowania antymonopolowe KE.

³ Zob. A. Sabadus, *Russia's Gazprom obstructs Romanian cross-border trading – sources*, ICIS, 12.06.2018, www.icis.com.

⁴ 4% przepustowości w punkcie granicznym Kondratki nie było objętych kontraktem z Gazpromem i oferowano je wcześniej przez aukcje.

pewność w odniesieniu do perspektywy dłuższej niż rok. Podobnie niejasna jest przyszłość tranzytu przez szlak ukraiński po wygaśnięciu obecnego kontraktu pod koniec 2024 r. Niepewność dotyczy także wykorzystania gazociągu transbałkańskiego, który od początku 2020 r. pozostaje w większości pusty. Długoterminowe rezerwacje utrzymują się natomiast na szlakach, gdzie wciąż obowiązują historyczne kontrakty z Gazpromem, a także na odnogach jego gazociągów Nord Stream 1 i 2 (zob. Wykres 2)⁵.

Wyzwanie dla pełnego wdrożenia reguł unijnych w przypadku środkowoeuropejskich szlaków tranzytowych stanowi też fakt, że prawo UE nie wymaga implementacji kodeksów sieciowych w punktach granicznych umiejscowionych na zewnętrznej granicy Unii. Pozostawione jest to decyzji regulatorów poszczególnych państw. Stanowi to problem dla spójnego uregulowania przesyłu w Europie Środkowej, gdzie istnieje długa lądowa granica zewnętrzna UE z szeregiem punktów granicznych. Większość z nich znajduje się na szlakach przesyłu rosyjskiego gazu, a uregulowanie tej kwestii rodzi od lat kontrowersje i trudności (ich ilustracją są dyskusje o zasadach stosowania unijnej dyrektywy gazowej w przypadku Nord Streamu 2). Stanowi to też wyzwanie dla państw Wspólnoty Energetycznej, które są – podobnie jak kraje unijne – zobligowane do sukcesywnego wdrażania kodeksów sieciowych i które, tak jak Ukraina, widzą w tym wdrażaniu szansę na lepszą współpracę z UE.

Widoczne także na Ukrainie wdrażanie regulacji unijnych zwiększa atrakcyjność i znaczenie tego państwa na środkowoeuropejskim rynku gazu.

W konsekwencji nieobligatoryjności implementacji unijnych reguł na granicach nie wdrożono do tej pory unijnych kodeksów sieciowych NC CAM w wielu regionalnych punktach granicznych: bułgarsko-tureckim, większości rumuńsko-ukraińskich, węgiersko-ukraińskich czy słowacko-

-ukraińskich. Skutkuje to utrudnieniami w dostępie do informacji o wykorzystaniu tamtejszych przepustowości granicznych i niską przejrzystością tych danych⁶. Wyróżniającym się wyjątkiem są punkty graniczne Polski z Białorusią i Ukrainą, gdzie stosuje się kodeksy NC CAM. Przeszkodą w pełnym wdrażaniu wszystkich kodeksów jest też fakt, iż państwa regionu graniczą z krajami, których sieci nie są objęte unijnymi wymogami (np. Białorusią i Turcją), a w konsekwencji zderzają się z odmiennymi systemami regulacyjnymi.

Ukraina – *game changer* dla przesyłu gazu w regionie

Istotnym czynnikiem wpływającym na przesył gazu w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej, w tym na jego wielkość, kierunki i zasady współpracy, są wielopoziomowe zmiany zachodzące w sektorze gazowym na Ukrainie. Dotyczy to zarówno uregulowań dotyczących tranzytu i dostępu do infrastruktury ukraińskiej, faktycznych ilości surowca przesyłanych przez stronę rosyjską, jak i przemian na rynku wewnętrznym i form współpracy z sąsiadującymi państwami i uczestnikami rynku. Na początku 2020 r. wygasł kontrakt tranzytowy rosyjsko-ukraiński. Po długich i trudnych pertraktacjach udało się wynegocjować kolejny, gwarantujący utrzymanie tranzytu przez Ukrainę przez następne pięć lat. Zgodnie z nim Gazprom zobowiązał się do tranzytu w 2020 r. 65 mld m³ gazu, a w latach następnych po 40 mld m³ rocznie. Jednocześnie, choć rosyjska firma płaci w pełni za zarezerwowane przepustowości (w tym roku – 178,1 mln m³ dziennie), to faktyczny tranzyt surowca z Rosji jest zazwyczaj niższy (zob. Wykres 3).

Przesył gazu przez Ukrainę (podobnie jak w kilku innych państwach regionu) jest obecnie oparty na mieszanych zasadach. Z jednej strony reguluje go kontrakt z Gazpromem, który wynikał z politycznego porozumienia i ma charakter pakietowy (rozstrzygający szereg kwestii także niedotyczących bezpośrednio tranzytu). Kontrakt podpisał

⁵ Por. ACER-CEER Market Monitoring Report 2019 – Gas Wholesale Market Volume, ACER, 23.09.2020, www.acer.europa.eu.

⁶ Np. brak informacji na ENTSOG Transparency Platform.

Naftohaz, a nie ukraiński operator, co daje (przynajmniej w 2020 r.) rosyjskiemu koncernowi dostęp do przepustowości ukraińskich niejako poza systemem aukcji. Z drugiej strony Ukraina wdrożyła unijne reguły i stosuje je w szerokim zakresie. Ukraiński operator OGTSU przeszedł proces certyfikacji, taryfy przesyłowe wyznaczone są w transparentny sposób i zatwierdzone przez regulatora, podpisano umowy międzyoperatorskie z właściwymi podmiotami z wszystkich unijnych państw sąsiadujących⁷, umożliwiono dostawy rewersowe i uruchamiane są kolejne wirtualne punkty wzajemnego połączenia (VIP – funkcjonują na granicy z Polską i Węgrami, OGTSU dąży do wdrożenia ich także na granicy słowackiej). Od lipca 2020 r. rozpoczęto aukcje wolnych przepustowości według unijnych reguł i kalendarza, a już we wrześniu dodatkowe miesięczne przepustowości w systemie ukraińskim zarezerwował za ich pomocą rosyjski Gazprom⁸. Trwają także prace nad uruchomieniem giełdy gazu.

” Zmiany infrastrukturalne oraz dotyczące reguł dostępu to wyzwanie i szansa dla regionu.

Coraz spójniejsze z unijnymi regulacje prawne i rosnąca integracja z rynkiem europejskim ułatwiają poszukiwania nowej, niezwiązanej bezpośrednio z tranzytem gazu z Rosji roli dla ukraińskiej infrastruktury. Ukraina stara się wykorzystać obecną sytuację rynkową (nadpodaż, spadek popytu i cen) oraz widoczny popyt na moce magazynowe, a w konsekwencji i na przesył gazu do ukraińskich magazynów z Europy Środkowej. W związku z tym zaoferowała nowe usługi zwiększające efektywność funkcjonowania i atrakcyjność ukraińskiej infrastruktury. Ułatwiono magazynowanie gazu przez podmioty zagraniczne w ramach tzw. trybu składu celnego, zwalnającego traderów z podatków i opłat celnych za magazynowane paliwo przez okres trzech lat. Od początku 2020 r. wprowadzono usługi *short-haul* (tańszego przesyłu

krótkodystansowego z danego punktu połączenia międzysystemowego do innego takiego punktu), które mogą być łączone ze zwolnionym z opłat celnych dostępem do magazynów. Wreszcie także od początku 2020 r. umożliwiono dostawy na zasadach wirtualnego rewersu – kolejno z Polski, Węgier, Słowacji i Rumunii⁹.

W konsekwencji zachodzących zmian w sierpniu 2020 r., wraz z rekordowym zapełnianiem magazynów, doszło do ustanowienia dziennych rekordów przesyłu gazu z kierunku europejskiego na Ukrainę. W drugiej połowie br. i na początku 2021 r. można natomiast, wraz z wypompowywaniem gazu z magazynów, spodziewać się wzrostu przesyłu surowca w przeciwną stronę. Tym samym ukraiński system gazowy staje się ważnym elementem pomagającym bilansować sytuację na środkowoeuropejskim rynku gazu, a postępująca integracja skutkuje wzrostem przesyłu i handlu w regionie. Znaczenie Ukrainy dla UE będzie zależęć od trwałości reform w tym kraju, ale też m.in. od jakości współpracy operatorów systemów gazowych ukraińskiego i środkowoeuropejskich, którzy mogą na niej wymiennie skorzystać¹⁰.

Dobrym tego przykładem jest współpraca węgiersko-ukraińska i polsko-ukraińska. Oba kraje szybko wdrożyły opcję wirtualnego rewersu i uruchomiły VIP-y na granicy z Ukrainą. Szczególnie Węgry w pierwszej połowie 2020 r. nie tylko odnotowały wzrost przesyłu gazu przez swoją sieć na Ukrainę, lecz także skorzystały w największym stopniu na uruchomieniu aukcji ukraińskich przepustowości – oferowane są przez węgierską platformę aukcyjną RBP oraz przez polską Platformę GSA, gdzie sprzedawane są przepustowości ukraińsko-polskie. Trudniejsza była natomiast współpraca w tym obszarze Ukrainy ze Słowacją, przez którą przebiega największy w regionie szlak tranzytowy. Świadczy o tym m.in. brak wdrożenia przez Słowację wirtualnego punktu wzajemnego połączenia na granicy z Ukrainą, co stało się latem

⁷ Z operatorem rumuńskim podpisano porozumienie dotyczące na razie tylko jednego z czterech punktów granicznych.

⁸ Właściwie w imieniu Gazpromu zrobił to Naftohaz, zob. *Газпром замовив додаткові потужності для транзиту газу українською ГТС*, Naftohaz, 21.09.2020, www.naftogaz.com.

⁹ Szerzej zob. A. Łoskot-Strachota, S. Matuszak, *Rosnąca rola Ukrainy na środkowoeuropejskim rynku gazu*, OSW, 21.09.2020, www.osw.waw.pl.

¹⁰ Kluczowym czynnikiem dla zachowania istotnej roli Ukrainy na europejskim rynku gazu będzie utrzymanie fizycznego przesyłu gazu z Rosji przez Ukrainę do UE.

2020 r. źródłem napięć i stanowiło wyzwanie dla optymalnego wykorzystania istniejących mocy przesyłowych (szczególnie wobec zwiększonego zainteresowania nimi, wynikającego z prac naprawczych przy gazociągu na Ukrainie biegnącym z punktu granicznego Budince¹¹).

Spadek znaczenia gazociągu transbałkańskiego

Bezpośrednim skutkiem spadku od początku 2020 r. tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę oraz równoczesnego uruchomienia gazociągu TurkStream i jego europejskiej odnogi biegnącej przez Bułgarię jest *de facto* wstrzymanie tranzytu dotychczasowym szlakiem przesyłowym do Europy Południowo-Wschodniej i Turcji, czyli gazociągami transbałkańskim. Dostawy tą drogą realizowane są obecnie tylko do Mołdawii i Rumunii, natomiast Bułgaria, Grecja i Macedonia Północna zaopatrywane są od stycznia 2020 r. poprzez TurkStream. W konsekwencji następuje zmiana zarówno zasad regulujących przesył rosyjskiego gazu przez ten obszar, jak i ról poszczególnych państw w tranzyście.

Przyszła rola infrastruktury gazociągowej w regionie zależy będzie też od fizycznego przesyłu rosyjskiego gazu oraz popytu w Europie.

Spadła rola tranzytowa Rumunii, która znalazła się teraz na końcu szlaku dostaw, a wzrosła Bułgarii, przez którą biegnie europejska odnoga TurkStreamu. Nie do końca jasne są warunki prawno-kontraktowe regulujące przesył przez Bułgarię. Wydaje się, że nie są egzekwowane postanowienia bułgarsko-rosyjskiego kontraktu dotyczącego tranzytu surowca gazociągami transbałkańskim (umowa wygasa w 2030 r.), podczas gdy przesył bułgarskim odcinkiem TurkStreamu odbywa się już według reguł unijnych – na podstawie wyników wiążącej procedury *open season* i zarezerwowanych w jej ramach przepustowości. Nie są też wdrożone kodeksy sieciowe we wszystkich rumuńsko-ukraińskich oraz bułgarsko-tureckich punktach granicznych.

W rezultacie, choć po zmniejszeniu tranzytu gazu z Rosji przez Ukrainę znaczne przepustowości szlaku transbałkańskiego zostały uwolnione, pozostają one w dużej mierze niewykorzystywane. Problemem może być także niejasność obecnych zasad dostępu do gazociągu transbałkańskiego – przepustowości w punktach, w których wdrożono NC CAM, powinny być wystawiane na węgierskiej platformie RBP. Tymczasem przesył szlakiem transbałkańskim umożliwiłby dostawy z alternatywnych źródeł i sprzyjałby rozwojowi handlu w regionie; stałby się też atrakcyjny dla uczestników tamtejszego rynku. Świadczy o tym testowy import gazu z Grecji właśnie tym szlakiem przez ukraińską firmę ERU czy rozpoczęty we wrześniu 2020 r. import gazu z Bułgarii przez turecką spółkę Bosphorus Gaz.

Co dalej z rolą regionu na unijnej mapie gazociągowej?

Unijne reguły gry oraz nowe produkty i usługi przesyłowe, a także odejście od dominacji długoterminowych rezerwacji zwiększają konkurencję i zainteresowanie rynkiem przepustowości w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej.

Zmiany dotyczące uregulowania przesyłu w regionie wciąż się dokonują. W kilku krajach oprócz zasad unijnych nadal obowiązują kontrakty tranzytowe (w tym na Słowacji i Ukrainie). Wszystkie obecne kontrakty w regionie wygasną do końca tej dekady.

Wzrost konkurencyjności i atrakcyjności warunków przesyłu gazu w Europie Środkowej następuje w okresie spadku znaczenia regionu dla tranzytu surowca z Rosji do UE. Wraz z uruchamianiem kolejnych szlaków omijających region (Nord Stream 1 i 2, TurkStream) maleje tranzyt gazu z Rosji, a przesył przez regionalną infrastrukturę jest mniej preferowany przez stronę rosyjską niż przesył nowymi gazociągami. Wdrażane unijne reguły gry oznaczają jednak równoległy spadek uprzywilejowanej pozycji Gazpromu. Rosyjski koncern staje się jednym z uczestników regionalnego rynku, rezerwującym zdolności przesyłowe w transparentnym i niedyskryminującym nikogo procesie.

¹¹ Prace naprawcze trwały od 1 do 21 września 2020 r.

Obecna sytuacja na europejskim i światowym rynku gazu sprzyja wzmocnieniu procesów widocznych w regionie. Obniżony od 2019 r. europejski popyt na gaz przekłada się na niższe potrzeby importowe. Wraz z tegorocznym spadkiem rosyjskiego eksportu do UE maleje też wykorzystanie regionalnej infrastruktury w „tradycyjny” sposób – spada przesył przez każdy ze szlaków. Jednocześnie jednak w związku z niepewnością i zmiennością sytuacji oraz atrakcyjnymi cenami gazu (w tym LNG) jeszcze wyraźniej rośnie znaczenie krótkookresowych produktów i usług oraz sezonowego użycia infrastruktury, w tym ukraińskich magazynów.

Przyszłe wykorzystywanie przepustowości w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej będzie zależało od poziomu przesyłu rosyjskiego gazu – tego, czy, kiedy i na jakich zasadach nastąpi uruchomienie Nord Streamu 2 oraz ukończenie budowy europejskiej nitki TurkStreamu. W coraz większym stopniu zależność to jednak też będzie od sytuacji na rynku, a także od konkurencyjności warunków dostępu do infrastruktury oraz elastyczności i zdolności dostosowania się do często zmieniającej się w sposób dynamiczny koniunktury – zarówno przez firmy handlujące gazem, jak i operatorów i regulatorów rynku. Szczególnie istotna może okazać się umiejętność reagowania na ryzyka, ale i okazje związane m.in. z transformacją dotychczasowych tras i zasad przesyłu rosyjskiego gazu w regionie oraz dookreślającą się nową rolą Ukrainy na regionalnym i unijnym rynku. Już dziś widać, że tempo wdrażania przez

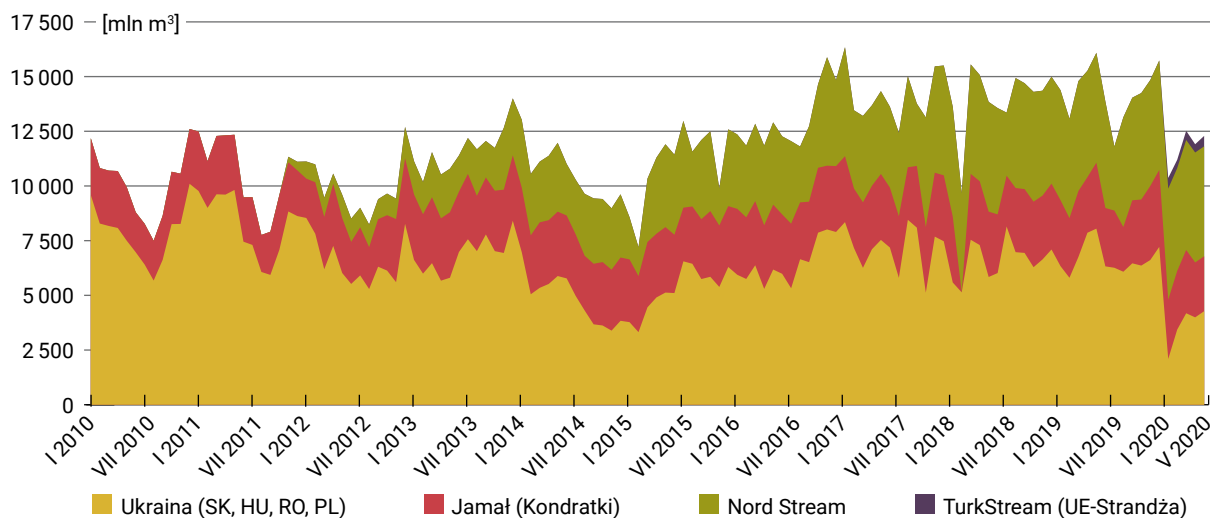
Ukrainę unijnych regulacji jest bodźcem do szybszej ich implementacji także przez państwa sąsiednie.

Zachodzące procesy prowadzą nie tylko do współpracy, lecz także coraz intensywniejszej konkurencji pomiędzy poszczególnymi państwami/operatorami w regionie. Poziom rezerwacji przepustowości w gazociągach w Polsce czy na Ukrainie zależy coraz bardziej od atrakcyjności zasad dostępu do infrastruktury w tych krajach. Prościej jest zwiększać tę atrakcyjność bez bagażu długookresowego kontraktu tranzytowego z Gazpromem, który demotywuje do wprowadzania zmian, dając gwarancje stałego poziomu rezerwacji i dochodu. Pokazuje to z jednej strony przykład Ukrainy, którą ryzyko braku nowego porozumienia tranzytowego z Rosją zdopingowało do szybkiego wdrożenia szeregu reform, z drugiej zaś Słowacji, która ma długookresowy kontrakt z Gazpromem, w związku z czym wciąż nie przyjęła części unijnych rozwiązań w punktach granicznych z Ukrainą, co ogranicza przejrzystość ich funkcjonowania i łatwość dostępu do przepustowości dla stron trzecich.

Istotną szansą, ale i wyzwaniem dla przyszłości środkowoeuropejskiej sieci gazociągowej będą trwające procesy ograniczania wykorzystania węglowodorów w Europie, potwierdzone zapisami strategicznych dokumentów, takich jak *Europejski Zielony Ład*. Ważna będzie więc umiejętność dostosowania regionalnej infrastruktury i regulacji prawnych do tych zmian, w tym do widocznego rosnącego znaczenia „zielonych” gazów, w szczególności wodoru.

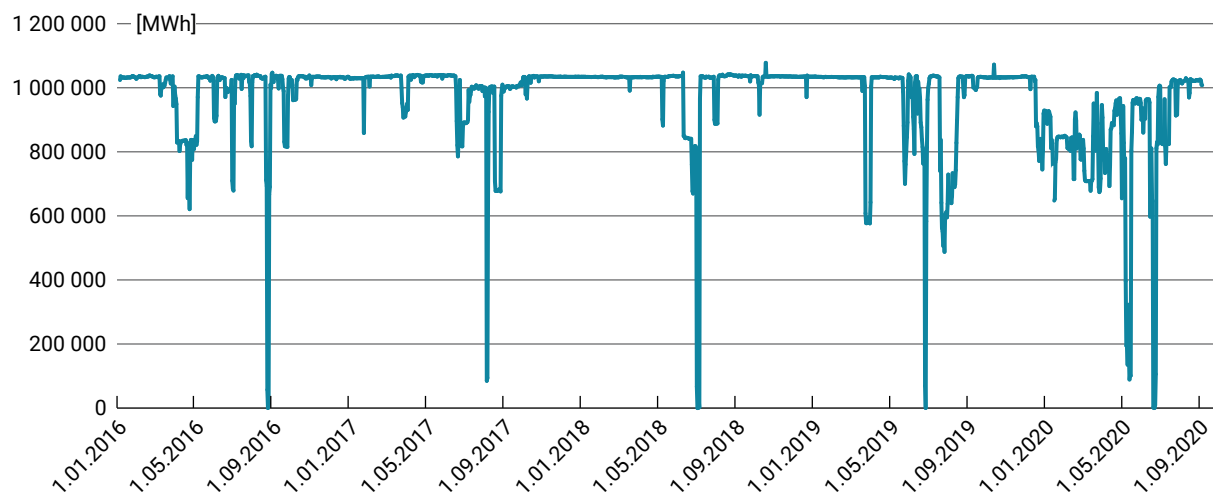
ANEKS

Wykres 1. Przesył rosyjskiego gazu głównymi szlakami do Europy



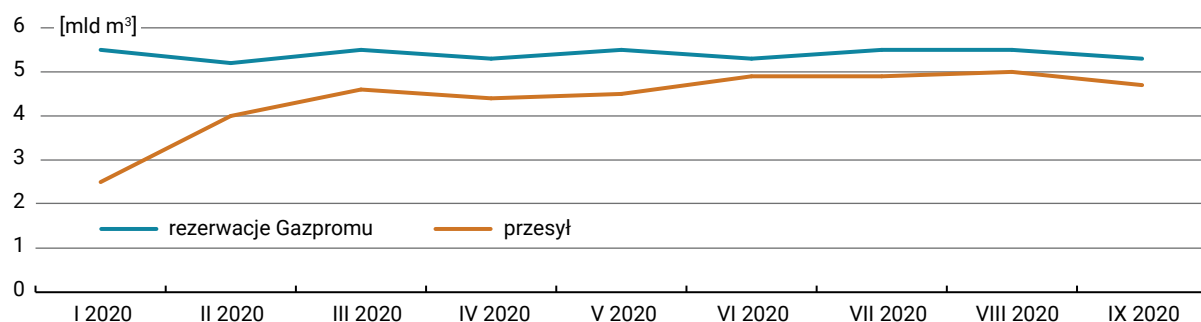
Źródła: IEA, Bulgartransgaz, Transgaz, FGSZ.

Wykres 2. Ilość gazu przesyłanego gazociągami jamalskimi (punkt Kondratki) w latach 2016–2020



Źródło: Gaz-System.

Wykres 3. Rezerwy ukraińskich przepustowości przez Gazprom i przesył gazu w 2020 r.



Źródła: IEA Gas Trade Flows, obliczenia własne.

Mapa. Infrastruktura gazowa w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej



- główne gazociągi
- planowane gazociągi
- istniejące interkonektory
- planowane interkonektory
- ★ istniejące terminale LNG
- ★ planowane terminale LNG

Źródła: ENTSOG, dane operatorów, informacje medialne.