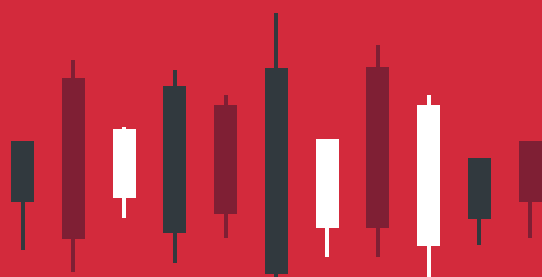
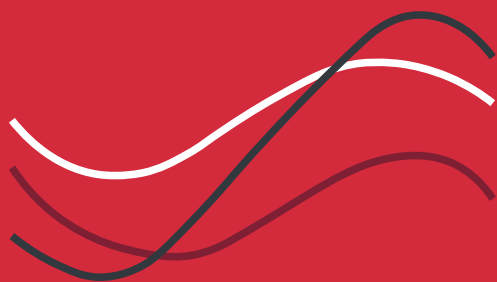


ANALIZA

Sytuacja na rynku hurtowym gazu ziemnego w UE oraz Polsce



04 Podsumowanie

06 Ceny hurtowe gazu ziemnego w Polsce oraz UE w kontekście globalnym

08 Przyczyny szoków cenowych na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz UE

Polska oraz UE jako strukturalni importerzy gazu ziemnego uzależnieni od Rosji

Działania Polski na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu

Czynniki kształtujące ceny gazu w Polsce i UE oraz w skali świata w latach 2021-2022

Czynniki wpływające na unijne ceny gazu w roku 2021

Czynniki wpływające na unijne ceny gazu w roku 2022

18 Analiza możliwości pokrycia popytu na gaz ziemny w UE w obliczu braku dostaw z kierunku rosyjskiego

Zamierzenia strategiczne UE: plan REPowerEU

Możliwe ścieżki rozwoju popytu na gaz w UE

Podaż gazu ziemnego w UE z kierunków innych niż Rosja

Podaż z produkcji własnej

Podaż w oparciu o import gazociągowy oraz LNG w kontekście ograniczeń europejskiej infrastruktury przesyłowej

Oszacowany krótkoterminowy bilans popytu i podaży na gaz ziemny w UE

Oszacowany bilans popytu i podaży na gaz ziemny w UE w horyzoncie roku 2027

Możliwości zwiększenia importu gazu przez UE

27 Prognozy cen gazu ziemnego dla UE

Partnerem
raportu jest



Autorzy:

Kamil Moskwik
Maciej Gacki
Marcin Roszkowski
Jeremi Arslanow

Skład, łamanie,
oraz korekta:

◆ Polot Studio

Słownik

- BP** – British Petroleum oraz, jako źródło: raport BP Statistical Review of World Energy
- BASE_Y+1** – kontrakt terminowy z dostawą przez cały rok następujący po roku bieżącym
- ENTSO-G** – European Network of Transmission System Operators for Gas, Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu
- FSRU** – floating storage and regasification unit, pływająca jednostka zdolna do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG
- GIE AGSI** – Gas Infrastructure Europe Aggregated Gas Storage Inventory, platforma informacyjna prezentująca dane na temat magazynów gazu oraz terminali LNG w Europie
- GIPL** – Gas Interconnection Poland-Lithuania, interkonektor gazowy między Polską a Litwą
- IEA** – International Energy Agency, Międzynarodowa Agencja Energii
- IMF** – International Monetary Fund, Międzynarodowy Fundusz Walutowy
- IGU** – International Gas Union, Międzynarodowa Unia Gazowa
- mld m³** – miliard metrów sześciennych
- mtpa** – million tonnes per annum, milion ton rocznie (jednostka miary na rynkach skroplonego gazu ziemnego, LNG)
- NBP** – National Balancing Point, hub gazowy w UK
- NCG** – NetConnect Germany, hub gazowy z Niemczech (obecnie THE, Trading Hub Europe na skutek połączenia NCG z GASPOOL)
- LNG** – liquefied natural gas, gaz ziemny skroplony
- RDN** – rynek dnia następnego
- TGE** – Towarowa Giełda Energii
- TTF** – Title Transfer Facility, hub gazowy w Holandii
- UE** – Unia Europejska
- UK** – United Kingdom, Zjednoczone Królestwo (nazwa odnosi się do czterech krajów: Anglii, Walii Szkocji oraz Irlandii Północnej)

Podsumowanie

Od lipca 2021 roku do sierpnia 2022 roku ceny hurtowe gazu w Polsce oraz Europie były kolejne rekordy, osiągając historyczne maksima rzędu 250 EUR/MWh (przy długoterminowej średniej poniżej 25 EUR/MWh). Sytuacja uległa odwróceniu od września 2022 roku, choć ceny gazu w Polsce i UE nadal pozostają wysokie (ok. 125 EUR/MWh).

Powyższe zjawiska generują pytania zarówno o ich przyczyny, jak również i konsekwencje. Wysokie ceny gazu przekładają się na wysokie ceny energii elektrycznej lub innych produktów opartych na tym surowcu, wywierając silną presję inflacyjną na gospodarkę krajową, gospodarkę UE oraz gospodarki innych krajów świata. Aby temu przeciwdziałać, należy zidentyfikować i wdrożyć środki zaradcze.

Przyczyny szoków cenowych na rynku gazu w UE (a tym samym w Polsce) w okresie III i IV kwartału 2021 oraz na przestrzeni pierwszych ośmiu miesięcy roku 2022 są splotem zjawisk natury społecznej, gospodarczej i politycznej. Pierwszym bodźcem wzrostowym dla cen gazu było odbicie gospodarcze w 2021 roku po pandemii COVID-19, która podczas roku 2020 doprowadziła do znaczącego spowolnienia, a wręcz zatrzymania wielu form działalności ludzkiej. Następnym zjawiskiem były redukcje w dostawach gazu z Rosji do UE (oraz wynikające z tego niskie stany w unijnych magazynach gazu) w III i IV kwartale 2021 roku. W ocenie IEA ze stycznia 2022 roku¹ czynnik ten był celowym działaniem Moskwy nakierowanym na destabilizację rynku w okresie napięć geopolitycznych związanych z gazociągami Nord Stream 2 oraz Ukrainą, poprzedzającym agresję Rosji na Ukrainę w lutym 2022 roku. W roku 2022 kluczowe przyczyny szoków cenowych to pełnoskalowa agresja militarna Rosji na Ukrainę, eksplozja w terminalu skraplającym LNG Freeport w USA, kolejne redukcje wolumenów dostaw z Rosji oraz podwodne eksplozje na gazociągach Nord Stream 1 oraz 2.

Przez wiele lat Polska, Niemcy, Austria, Czechy oraz inne kraje Europy Środkowo-Wschodniej pozostawały uzależnione od dostaw gazu z Rosji², pomimo wielokrotnych aktów szantażu gazowego tego kraju (tzw. zakręcanie kurka) w celu wywarcia presji na poszczególne państwa UE. Powyższy stan rzeczy doprowadził do obserwowanej w 2022 roku sytuacji cenowej, lecz jest także bodźcem do zmiany. REPowerEU – plan Komisji Europejskiej sformułowany jako odpowiedź UE na agresję Rosji w Ukrainie – *ma na celu szybkie zmniejszenie zależności UE od rosyjskich paliw kopalnych przez przyspieszenie transformacji w kierunku czystej energii i połączenie sił, aby osiągnąć bardziej odporny system energetyczny i prawdziwą unię energetyczną*. Zamierzenia strategiczne w ramach REPowerEU warto poddać analizie i skonfrontować z określonymi ograniczeniami.

Analiza możliwości pokrycia popytu UE na gaz ziemny w obliczu braku dostaw z Rosji dla lat 2023-2027 została wykonana w rozdziale czwartym niniejszego raportu. Wykazujemy, iż zbilansowanie popytu w skali UE może być trudne lub wręcz niewykonalne (w zależności od siły jego wzrostu), jeśli Wspólnota nie podejmie kompleksowych działań nakierowanych z jednej strony na znaczącą redukcję popytu, a z drugiej na rozwój infrastruktury (terminale regazyfikacyjne, poprawa zdolności przesyłowych w ramach głównych korytarzy prowadzących z Hiszpanii na wschód oraz z Włoch w kierunku północnym). Zwracamy także uwagę, że dodatkowym czynnikiem wpływającym na bilans gazu w UE jest dostępność LNG na rynku globalnym oraz możliwość pozyskania przez UE dodatkowych wolumenów na drodze dostaw gazociągowych.

Analizie poddaliśmy dwa warianty. Wariant A zakłada stosowanie działań z zakresu redukcji popytu na gaz, gdzie oszczędności w skali UE wdrażane są już od roku 2022 i wolumen zaoszczędzonego gazu rośnie w 2027 roku do wartości przewidywanych w planie REPowerEU. Wariant B zakłada brak jakichkolwiek działań z zakresu oszczędności gazu, a tym samym brak redukcji popytu. Obydwa warianty przeanalizowaliśmy w perspektywie szybkiego oraz wolnego tempa wzrostu popytu, prognoz w zakresie produkcji własnej gazu w UE, możliwości importu gazociągowego, a także istniejących mocy regazyfikacyjnych LNG (determinujących jego globalną podaż), jak również z uwzględnieniem nowych mocy importowych LNG do UE (nowe terminale FSRU i lądowe). Na tej podstawie w rozdziale czwartym i jego sekcjach oszacowaliśmy lukę podażową na rynku gazu w UE wynikającą z braku dostaw gazu z Rosji.

W zależności od wariantu analizy, oszacowana przez nas dla lat 2023-2027 luka podażowa na unijnym rynku gazu wynikająca z braku dostaw z Rosji, wynosi jak w Tabeli 1.

Tabela 1. Szacunki luki podaŹowej na rynku gazu w UE w obliczu braku dostaw z Rosji

	Wariant A załoŹone działania z zakresu redukcji popytu	Wariant B załoŹony brak działań z zakresu redukcji popytu
- Wolny wzrost popytu - Istniejące moce regazyfikacyjne LNG	9 mld m ³ w roku 2023 z tendencją malejącą (6 mld m ³ w roku 2024, 2 mld m ³ w roku 2025) aż do braku występowania luki od roku 2026	35 mld m ³ w roku 2023 z tendencją wzrostową do ok. 53-57 mld m ³ w roku 2027
- Szybki wzrost popytu - Istniejące moce regazyfikacyjne LNG	23 mld m ³ w roku 2023, następnie 22-23 mld m ³ /rok w każdym z lat analizy	49 mld m ³ w roku 2023 z tendencją wzrostową do ok. 82 mld m ³ w roku 2027
- Wolny wzrost popytu - Wzrost mocy regazyfikacyjnych LNG	Prawdopodobny brak luki podaŹowej w roku 2023 i kolejnych (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)	25 mld m ³ w roku 2023, prawdopodobny brak luki podaŹowej w roku 2024 i kolejnych (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)
- Szybki wzrost popytu - Wzrost mocy regazyfikacyjnych LNG	13 mld m ³ w roku 2023, prawdopodobny brak luki podaŹowej od roku 2024 (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)	39 mld m ³ w roku 2023, 6 mld m ³ w roku 2024, prawdopodobny brak luki podaŹowej w roku 2025 i kolejnych (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)

Nasza analiza wskazuje, Źe bardzo duŹą rolę do odegrania będą miały zachowania z zakresu oszczędnosci energii (dobrowolna redukcja popytu), które są kolejnym kluczowym elementem planu REPowerEU. Analiza pokazuje takŹe, Źe globalny rynek LNG pozostanie rynkiem bardzo ciasnym, nawet pomimo planowanych w horyzoncie 2027 roku nowych inwestycji w terminale skraplające. JuŹ w latach 2023-2024 rynek LNG moŹe doświadczać deficytów podaŹy, co moŹe przełoŹyć się na brak wolumenów dla UE lub powodować wzrost cen LNG na skutek konkurencji z innymi regionami świata. PowyŹsze, nawet w obliczu wzrostu mocy terminali regazyfikacyjnych LNG w UE w najbliższych latach, moŹe powodować, iŹ w UE będzie występować faktyczna luka podaŹowa LNG. Z drugiej strony, nawet przy sprzyjających warunkach globalnego rynku LNG (np. wolny wzrost popytu na LNG) i dostępności tego paliwa w iloŹciach pozwalających zniwelować lukę podaŹową UE, istnieją istotne ograniczenia infrastrukturalne w przesyłce gazu w ramach UE (głównie z Hiszpanii w stronę Francji oraz dalej na wschód). Na tle UE Polska jawi się jako dość dobrze spozycjonowana w stronę dalszego uniezaleŹnienia się od dostaw z Rosji dzięki terminalowi LNG w Świnoujściu, nowym połączeniom z krajami ościennymi, inwestycji w gazociąg Baltic Pipe pozwalający na import gazu z Norwegii oraz planowaną inwestycję w terminal FSRU w okolicach Gdańska.

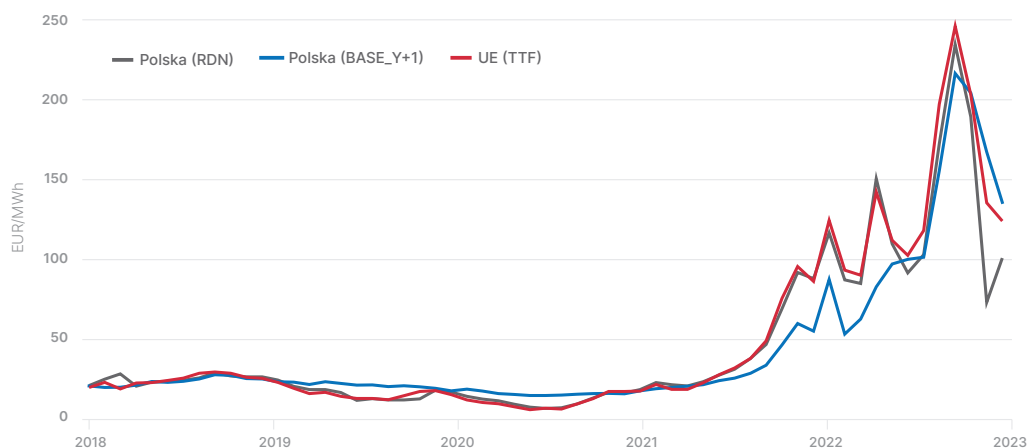
Finalnym ograniczeniem w dostępności LNG dla UE są uwarunkowania ekonomiczno-kontraktowe. W uproszczeniu: pomimo różnic cenowych (skutkujących obecnie przyciąganiem LNG do Europy) ograniczeniem mogą być tzw. klauzule destynacyjne lub inne postanowienia w umowach na dostawy LNG. Najnowsza analiza IEA (Gas Market Report Q4 2022)³ wskazuje, Źe od 2020 roku silnie wzrasta liczba kontraktów LNG typu *destination-fixed*⁴. O ile kontrakty typu *destination-fixed* stanowiły ok. 80% wolumenów zakontraktowanych w latach 2018-2019, o tyle w roku 2020 stanowiły juŹ tylko 35%, a w roku 2021 – 11%. W ciągu pierwszych 8 miesięcy 2022 roku, sytuacja była bardziej wyrównana – kontrakty *destination-fixed* stanowiły 53% wolumenu, a *destination-fixed* – 47%. Kontynuacja sentymentu rynku do częstszeŹo zawierania kontraktów *destination-fixed* w roku 2023 i kolejnych oznacza potencjalnie mniejszą elastyczność w moŹliwościach szybkiego pozyskania LNG przez kraje członkowskie UE oraz implikuje konieczność dalszego monitorowania rynku LNG pod kątem decyzji w zakresie dywersyfikacji w duchu REPowerEU.

Analizę kończy przegląd prognoz cen gazu na najbliższe lata. Prognozy Banku Światowego dla gazu w UE wskazują na spadek cen w 2023 oraz 2024 roku, odpowiednio o 20 oraz 30% względem roku 2022. Niemniej jednak, nawet w roku 2024 ceny gazu w UE prognozowane przez Bank Światowy pozostają o niemal 75% wyższe niŹ w roku 2021. Uwzględniając powyŹsze dane moŹemy przywołać wskazany wcześniej wniosek: w obliczu moŹliwej kontynuacji napięcia popytowo-podaŹowego na rynku gazu w najbliższych latach istotnym elementem pozwalającym obniŹać ceny będą oszczędność energii oraz rozwój działań i metod pozwalających na efektywne zarządzanie popytem konsumentów gazu.

Ceny hurtowe gazu ziemnego w Polsce oraz w UE w kontekście globalnym

Pomiędzy III kwartałem 2021 roku a sierpniem 2022 roku ceny hurtowe gazu ziemnego w Polsce wykazywały silne tendencje wzrostowe, prowadzące do poziomów niespotykanych wcześniej w historii. Zjawiska obserwowane w Polsce nie były odosobnione i w dużej mierze odzwierciedlały tendencje na szerszym rynku europejskim (Rysunek 1, Tabela 2), w ramach którego wiele krajów (np. UK, Holandia, Niemcy, Polska) oraz hubów (np. NBP, TTF, NCG, ale też polski TGE⁵) jest ze sobą wzajemnie powiązanych (tzw. market connectedness)⁶. Powiązania te pozwalają na szybki przepływ informacji oraz sygnałów między hubami (w tym także na transmisję szoków cenowych⁷), prowadząc do wyrównania (uspójnienia) poziomów cen.

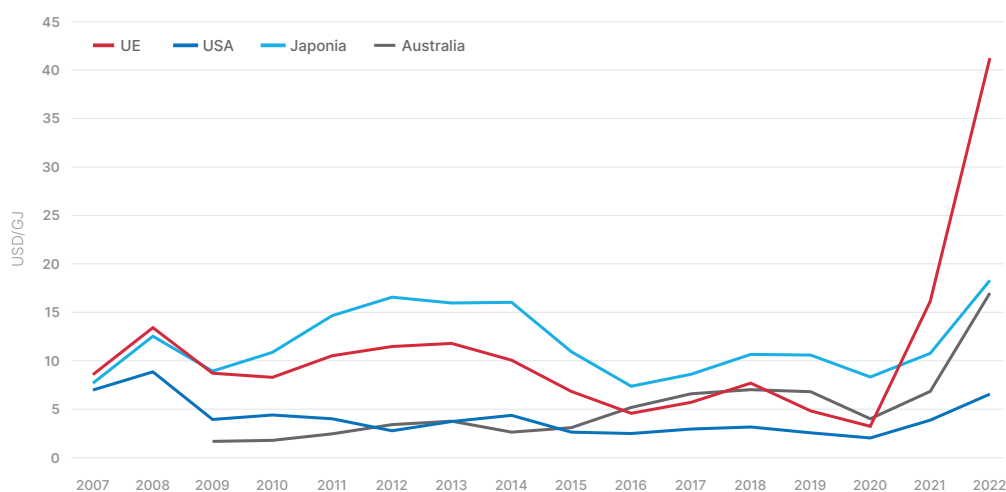
Rysunek 1. Evolucja cen hurtowych gazu ziemnego w Polsce na tle wskaźnika dla rynku UE



Źródło: Bank Światowy, Towarowa Giełda Energii

Biorąc pod uwagę globalną naturę rynku gazu ziemnego (w formie LNG) warto wskazać, że ostatnie miesiące 2022 roku zaowocowały silnymi wzrostami cen także w przypadku Australii, Japonii oraz USA (Rysunek 2, Tabela 2). Podobnie jak w Polsce i UE, ceny na powyższych rynkach osiągnęły w 2022 roku poziomy nienotowane od roku 2009, choć w porównaniu do Europy były one nadal znacząco niższe.

Rysunek 2. Evolucja cen hurtowych gazu ziemnego w Polsce i UE na tle cen w Australii, Japonii i USA



Źródło: Bank Światowy, Investing.com, Towarowa Giełda Energii

Tabela 2. Dynamika cen hurtowych gazu w Polsce na tle Australii, Japonii i USA i UE

	2020 vs 2019	2021 vs 2020	2022 vs 2021
 Polska (BASE_RDN)	-25%	+343%	+168%
 Polska (BASE_Y+1)	-22%	+140%	+249%
 Unia Europejska	-32%	+397%	+156%
 Australia	-41%	+71%	+148%
 Japonia	-21%	+29%	+70%
 Stany Zjednoczone	-21%	+91%	+70%

Źródło: Bank Światowy, Investing.com, Towarowa Giełda Energii

Wysokie ceny gazu przekładają się na wysokie ceny energii elektrycznej lub innych produktów opartych na tym surowcu, wywierając silną presję inflacyjną na gospodarki krajowe, gospodarkę UE oraz gospodarki innych krajów świata.

Powyższa szokowa sytuacja na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz UE, a także w pewnym stopniu w skali świata, w naturalny sposób skłania do pytania o przyczyny tego stanu rzeczy oraz możliwe środki zaradcze.

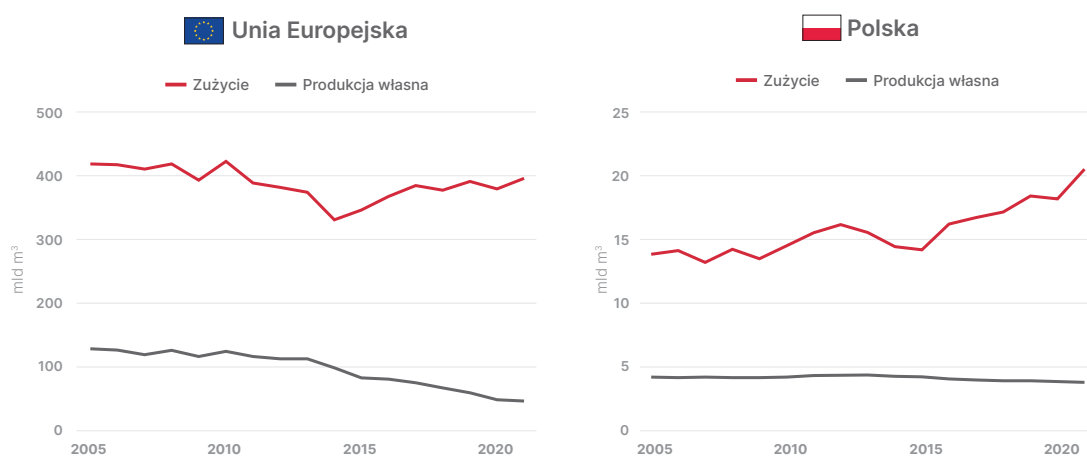
Przyczyny szoków cenowych na rynku gazu ziemnego w Polsce oraz UE

3.1. Polska oraz UE jako strukturalni importerzy gazu ziemnego uzależnieni od Rosji

Aby zidentyfikować przyczyny szoków cenowych obserwowanych od połowy 2021 roku w Polsce oraz UE warto rozpocząć od analizy strukturalnej relacji podaży do popytu na powyższych rynkach.

Jak wynika z Rysunku 3, zarówno w przypadku Polski, jak i UE, wolumeny produkcji własnej gazu stanowią niewielką część zapotrzebowania⁸, co sprawia, iż obydwa obszary pozostają w pozycji bardzo silnej zależności od dostaw zewnętrznych (ok. 80-90% zapotrzebowania) i pozycjonuje UE jako największego importera gazu ziemnego na świecie.

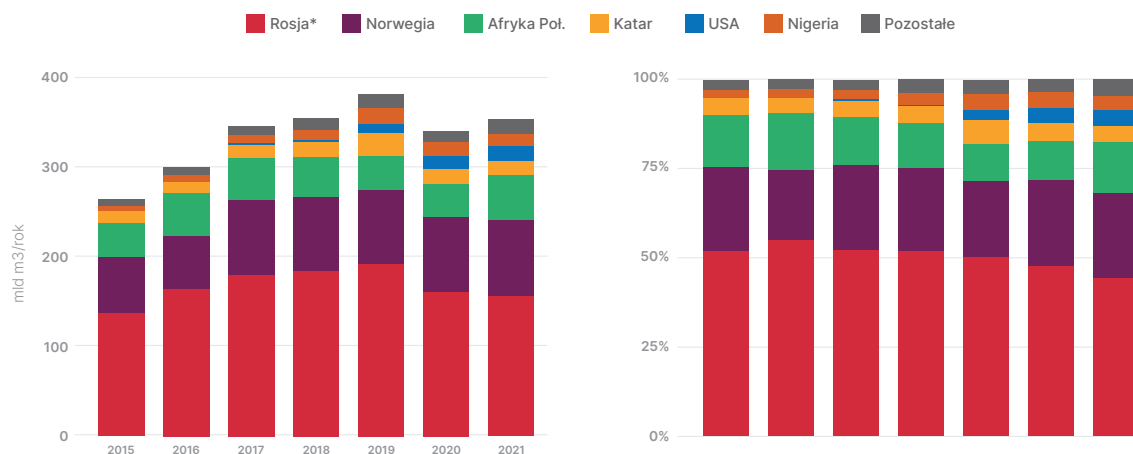
Rysunek 3. Ewolucja zużycia oraz produkcji własnej gazu ziemnego w UE oraz w Polsce



Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane BP (UE) oraz Ministerstwa Klimatu i Środowiska (Polska)

Zarówno w przypadku Polski, jak i UE wiodącym dostawcą gazu ziemnego przez wiele lat była Rosja. Należy przy tym wskazać na stopniową redukcję poziomu uzależnienia od dostaw z Rosji, co ilustrują najnowsze dostępne dane za cały rok 2021 (łącznie: Rysunek 4 oraz Rysunek 5). Na ok. 18,0 mld m³ gazu zaimportowanego przez Polskę w 2021 roku, z Rosji pochodziło ok. 10,2 mld m³ (56%). W przypadku UE, na ok. 356 mld m³ zaimportowanych w 2021 roku, ok. 158 mld m³ (44%) pochodziło z Rosji.

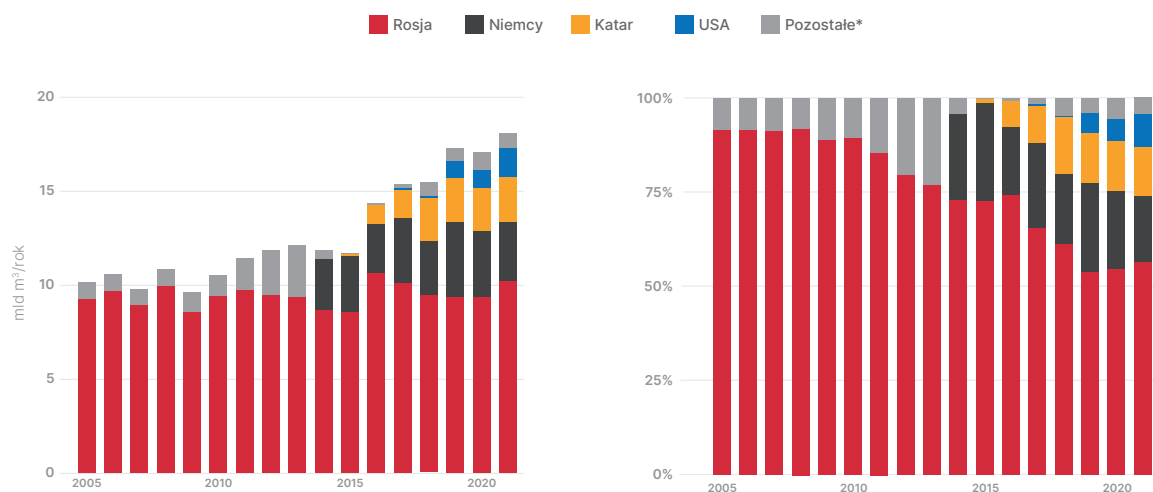
Rysunek 4. Ewolucja importu gazu ziemnego przez Unię Europejską



*Od 2018 roku dostawy z Rosji odbywają się także w formie LNG (13 mld m³ za 2021 rok).

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane Eurostat

Rysunek 5. Ewolucja importu gazu ziemnego przez Polskę w latach 2005 - 2021



Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska

*Do roku 2013 brak rozbicia na poszczególne kierunki.

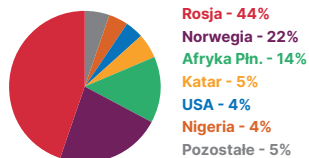
W przypadku UE, rosyjski gaz dostarczany był w 2021 roku przede wszystkim poprzez gazociągi (145 mld m³), a także w formie LNG⁹ (13 mld m³). W przypadku Polski, import rosyjskiego gazu odbywał się wyłącznie poprzez gazociągi i za rok 2021 wyniósł 10,2 mld m³.

Rysunek 6 ilustruje sieć gazociągów transportujących gaz rosyjski do Europy oraz gazociągów z innych kierunków (Norwegia, Afryka Płn., region kaspijski). W połączeniu z Rysunkiem 4 oraz Rysunkiem 5, a także z faktem, iż Rosja niejednokrotnie w historii wykorzystywała dostawy gazu jako środek nacisku politycznego na UE¹⁰ (tzw. zakręcanie kurka z gazem przez Rosję), prezentuje pełny obraz zależności Polski oraz UE od gazu pochodzenia rosyjskiego.

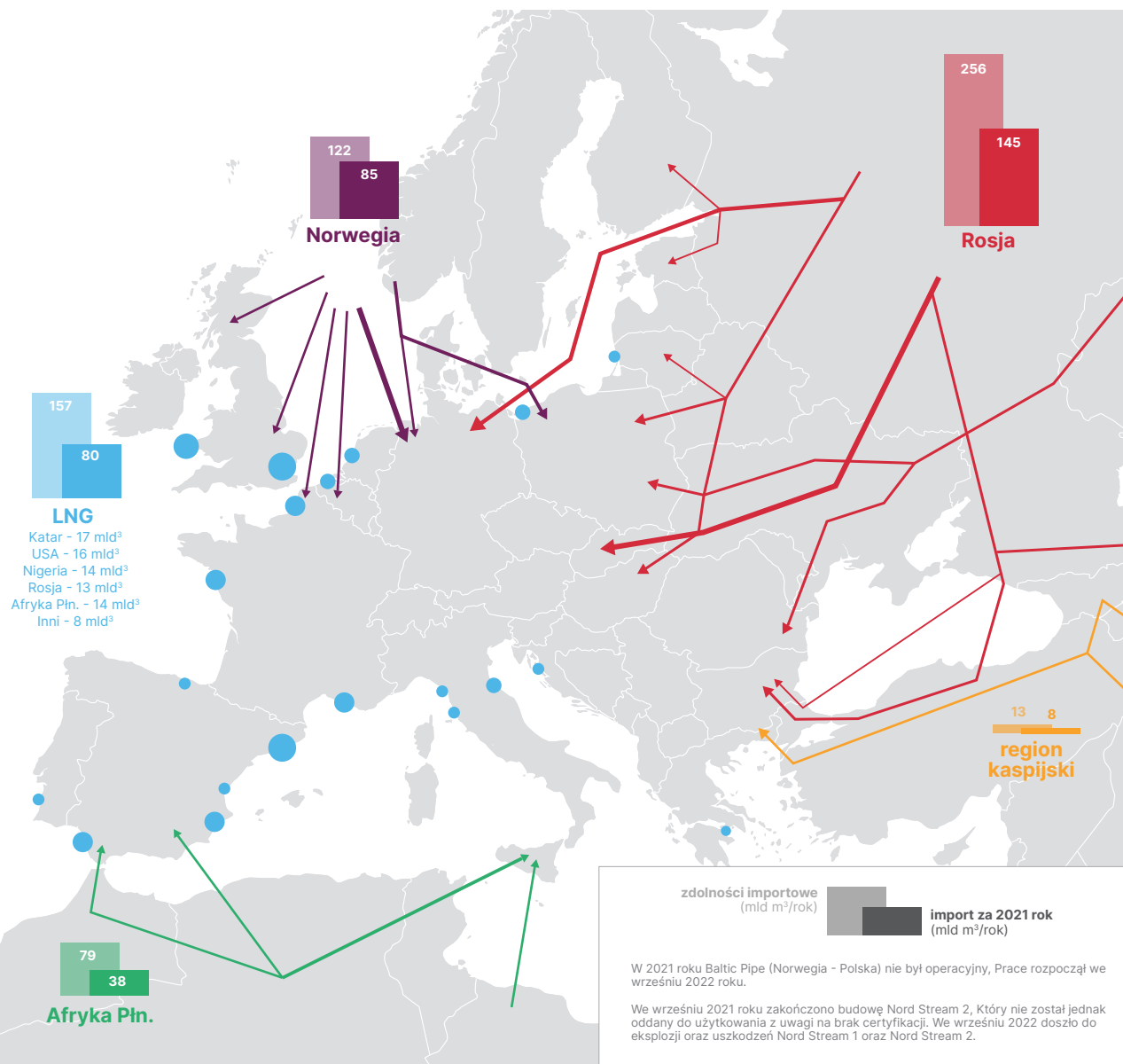
Rysunek 6. Sieć gazociągów transportujących gaz rosyjski na tle mapy Europy oraz gazociągów z innych kierunków ↷

49 mld³ Produkcja własna gazu ziemnego przez UE w 2021 roku

356 mld³ Import gazu ziemnego przez UE w 2021 roku



158 mld³ Import gazu ziemnego do UE z Rosji w 2021 roku



Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane Eurostat oraz Międzynarodowego Funduszu Walutowego¹¹

3.1.1. Działania Polski na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu

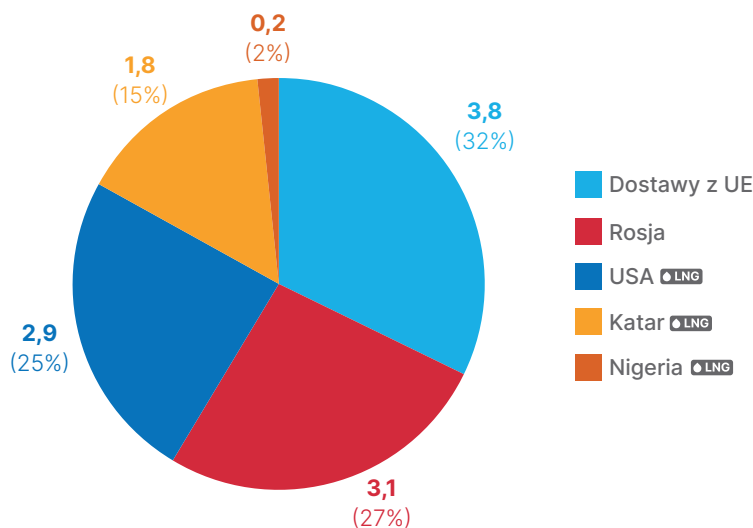
Oprócz nakreślonego powyżej kontekstu historycznego należy także wskazać, iż dzięki zainicjowanym ponad piętnaście lat temu działaniom na rzecz dywersyfikacji dostaw nośników energii¹², Polska w 2022 roku znacząco zmniejszyła stopień uzależnienia od gazu z Rosji¹³. Osiągnięcie dywersyfikacji dostaw gazu do Polski umożliwiły m.in. następujące działania oraz inwestycje¹⁴:

- uruchomione we wrześniu 2011 roku połączenie „Stork” między Polską a Czechami (0,6 mld m³/rok, okolice Cieszyna);
- uruchomione w 2012 roku połączenie między Polską a Niemcami w punkcie Lasów (1,5 mld m³/rok);
- rewers fizyczny na gazociągu jamalskim między Polską a Niemcami (w punkcie Mallnow), umożliwiający od kwietnia 2014 roku przesył gazu z Niemiec do Polski (6,3 mld m³/rok);
- działający od 2016 roku terminal LNG w Świnoujściu, umożliwiający zakup gazu LNG z Kataru, USA, Nigerii czy innych krajów (początkowa zdolność regazyfikacyjna terminala wynosiła 5 mld m³/rok; w roku 2022 wzrosła ona do 6,2 mld m³/rok, natomiast z początkiem 2024 roku ma wynieść 8,3 mld m³/rok);
- uruchomiony w maju 2022 roku gazociąg GIPL (2,0 mld m³/rok w kierunku Polski), pozwalający na połączenie systemów gazowych Polski i Litwy oraz dostęp do gazu z terminala LNG w litewskiej Kłajpedzie (na mocy dziesięcioletniej umowy z Litwą¹⁵);
- oddane do użytku w sierpniu 2022 roku połączenie między Polską a Słowacją (5,7 mld m³/rok w kierunku Polski), dające potencjał dostępu do źródeł gazu zlokalizowanych w krajach Europy Południowej, Afryki Północnej oraz obszaru Kaukazu;
- uruchomiony w październiku 2022 roku gazociąg Baltic Pipe (10 mld m³/rok w kierunku Polski), umożliwiający import gazu ze złóż norweskich.

Na rok 2026/2027 planowane jest oddanie do użytku w Zatoce Gdańskiej pływającego terminala LNG (FRSU) o zdolności regazyfikacyjnej 6,1 mld m³/rok, z możliwością rozbudowy. Dodatkowo, w kolejnych latach planowane jest zwiększenie zdolności podziemnych magazynów gazu w Polsce¹⁶ z 3 mld m³ do 4 mld m³.

Strukturę importu gazu ziemnego do Polski w oparciu o dostępne dane Eurostat za pierwsze dziesięć miesięcy 2022 roku obrazuje Rysunek 7.

Rysunek 7. Struktura importu gazu przez Polskę za pierwsze dziesięć miesięcy 2022 roku (w mld m³)



Łączny wolumen importu przez Polskę za pierwsze dziesięć miesięcy 2022 roku: 11,8 mld m³.

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane Eurostat

W odróżnieniu od kierunku dywersyfikacji źródeł importu gazu obranego przez Polskę, należy wskazać, że jeszcze w 2021 roku polityka gazowa Niemiec – jako największej gospodarki UE – postulowała zacieśnienie gospodarczej współpracy z Rosją. Postulat ten wprowadzano w życie, czego wyrazem była budowa wysoce kontrowersyjnego gazociągu Nord Stream 2 (por. szerzej w sekcji 3.2.1) czy też brak inwestycji Niemiec w terminale LNG¹⁷, pomimo agresywnej rosyjskiej polityki zagranicznej oraz etycznie wątpliwych powiązań polityków niemieckich z Rosją¹⁸.

3.2. Czynniki kształtujące ceny gazu w Polsce i UE oraz w skali świata w latach 2021-2022

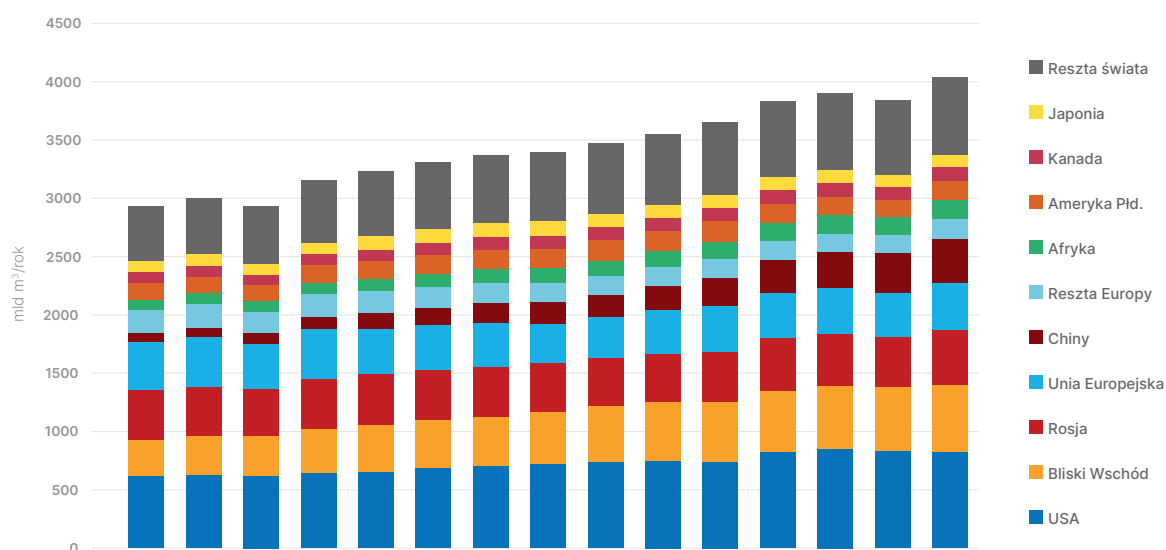
Jak wskazano w sekcji 3.1, UE oraz Polska pozostaje strukturalnie uzależniona od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego, w których dominującą pozycję przez lata utrzymywała Rosja. Powyższy czynnik, w połączeniu z historycznymi epizodami presji gazowej Rosji (por. sekcję 3.1) na UE oraz pełnoskalową agresją militarną Rosji na Ukrainę rozpoczętą 24 lutego 2022 roku, jest w zasadzie fundamentalną przyczyną bezprecedensowych szoków cenowych na rynku gazu w UE i w Polsce obserwowanych w pierwszych ośmiu miesiącach 2022 roku (por. dalej). Należy także wskazać, że szoki cenowe de facto pojawiły się już w drugiej połowie roku 2021, co z perspektywy czasu można postrzegać jako intencjonalne zachowanie Rosji stanowiące fazę poprzedzającą i przygotowawczą do agresji na Ukrainę.

3.2.1. Czynniki wpływające na unijne ceny gazu w roku 2021

Analizując sytuację na rynku gazu w UE i Polsce należy wskazać, że pierwsze oznaki presji na wzrost cen hurtowych pojawiły się w drugiej połowie 2021 roku. W tym przypadku głównymi czynnikami był spłot ożywienia gospodarczego po pandemii COVID-19 oraz działań strony rosyjskiej (opisanych w dalszej części tej sekcji).

W roku 2020 pandemia COVID-19 doprowadziła do ogólnoswiatowego ograniczenia aktywności społeczno-ekonomicznej. Wskutek tego, globalne zapotrzebowanie na gaz ziemny w 2020 roku¹⁹ spadło względem roku 2019 o 61 mld m³ (-2%), na co złożyły się spadki w niemal każdym regionie świata, poza Chinami oraz regionem Bliskiego Wschodu (Rysunek 8). W przypadku Polski popyt na gaz w 2020 roku (18,3 mld m³) utrzymał się na poziomie zbliżonym do roku 2019 (18,5 mld m³), po czym wzrósł w 2021 roku do 20,6 mld m³.

Rysunek 8. Ewolucja zapotrzebowania na gaz ziemny w skali świata

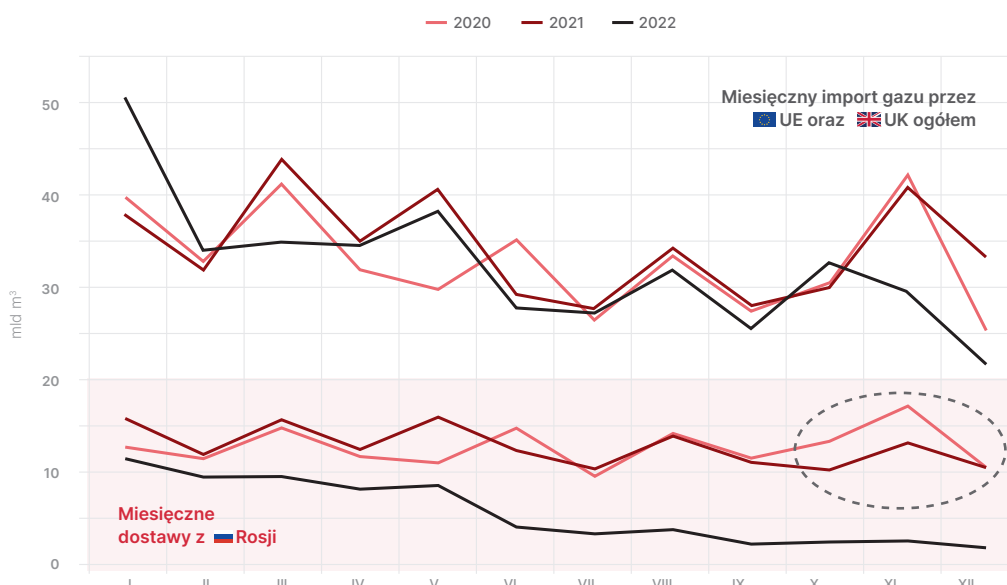


Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane BP

Spadek zapotrzebowania na gaz ziemny w ciągu 2020 roku przełożył się na silne spadki poziomów cen tego paliwa na rynkach światowych, które następnie w roku 2021 zareagowały silnymi wzrostami w ślad za odbudową popytu (por. Rysunek 2 oraz Tabela 2), a także wskutek nerwowości z uwagi na działania Rosji w czwartym kwartale 2021 roku (por. dalej). Warto także nadmienić, iż obserwowany w roku 2020 spadek cen gazu przełożył się m.in. na opóźnienie inwestycji w moce skraplające i regazyfikacyjne LNG²⁰, co w obliczu wzrostu światowego popytu na gaz w 2021 roku przyczyniło się do zacieśnienia luki podaży-popytowej i przyczyniło się do presji na wzrost cen.

Oprócz czynników natury globalnej związanych z odbudową popytu po pandemii COVID-19, drugą przyczyną wzrostów cen gazu na rynkach unijnych w drugiej połowie 2021 roku były działania Rosji, skutkujące redukcją wolumenów dostaw do UE oraz rekordowo niskimi poziomami zapełnienia gazem unijnych magazynów. Jak pokazujemy na Rysunku 9, dostawy z Rosji do UE w czwartym kwartale 2021 roku (33,9 mld m³) były o 17% niższe niż w analogicznym okresie roku 2020 (41,0 mld m³), a poziomy zapełnienia unijnych magazynów gazu w październiku, listopadzie i grudniu 2021 roku osiągnęły rekordowe minima (Rysunek 10).

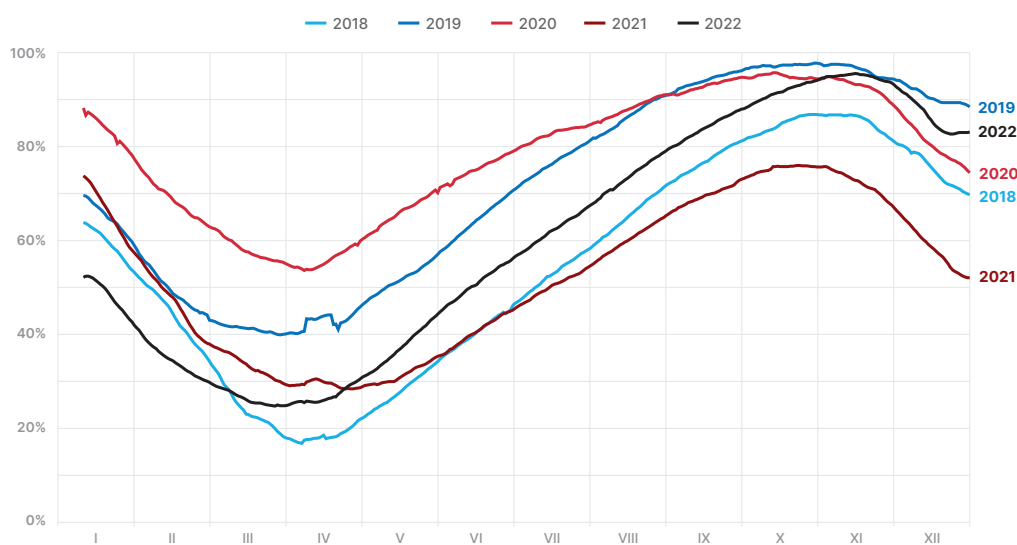
Rysunek 9. Ewolucja miesięcznego importu gazu ziemnego przez UE i UK w latach 2020-2022



W okresie październik – grudzień 2021 (IV kwartał 2021 roku), dostawy z Rosji do UE wyniosły 33,9 mld m³ i były o 17% niższe niż w analogicznym kwartale roku 2020.

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane ENTSO-G

Rysunek 10. Ewolucja poziomów zapełnienia magazynów gazu ziemnego w skali UE w latach 2018-2022

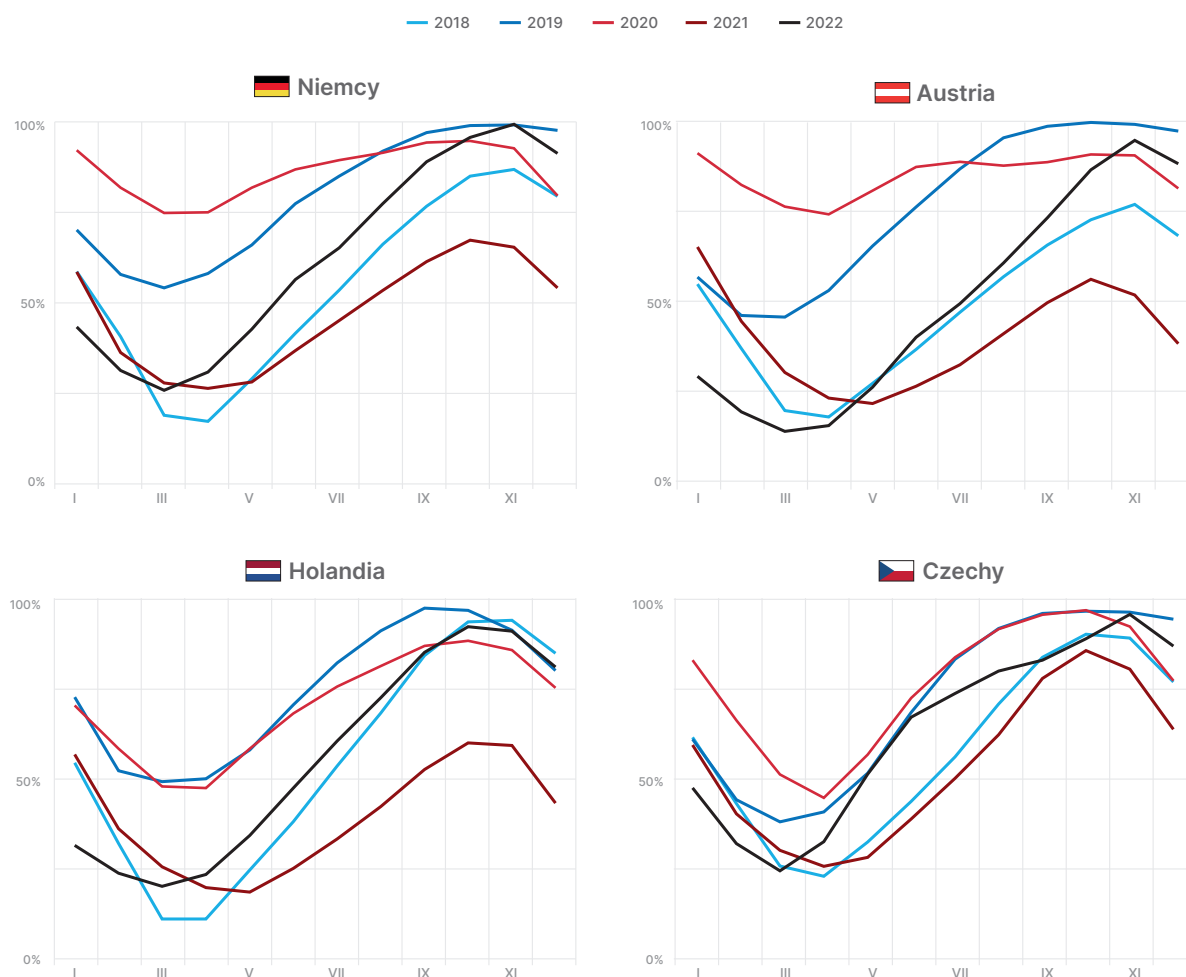


Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane GIE AGSI

Należy podkreślić, że niskie poziomy wypełnienia magazynów w skali UE spowodowane były niskimi stanami magazynów w Niemczech, Austrii, Holandii oraz Czechach (Rysunek 11), tj. krajach, w których Rosja w owym czasie²¹, poprzez spółki zależne Gazpromu, posiadała udziały i/lub sprawowała kontrolę nad częścią lub całością pojemności. Dotyczyło to następujących obiektów:

-  Rehden²², Jemgum, Katharina oraz Etzel w Niemczech (łącznie ok. 28%²³ pojemności magazynowej Niemiec)
-  Haidach²⁴ w Austrii
-  Dambořice w Czechach
-  Bergemeer w Holandii.

Rysunek 11. Ewolucja wypełnienia magazynów gazu ziemnego w wybranych krajach UE w latach 2018-2022



Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane GIE AGSI

Wskazane powyżej działania Rosji w zakresie dostaw gazu do UE w IV kwartale 2021 roku warto wpisać w szerszy kontekst geopolityczny. Kluczowym wątkiem jest tutaj kwestia gazociągu Nord Stream 2 oraz napięć pomiędzy Rosją, krajami UE oraz USA w sprawie Ukrainy²⁵.

Nord Stream 2 (55 mld m³/rok) jest gazociągiem biegnącym równolegle do działającego od 2012 roku gazociągu Nord Stream 1 (55 mld m³/rok). Obydwa gazociągi pozwalają na bezpośredni przesył gazu z Rosji do Niemiec z pominięciem innych, istniejących już tras tranzytowych (tj. przez Ukrainę oraz Polskę). Z uwagi na powyższe uwarunkowania, gazociągi Nord Stream postrzegane są jako najbardziej kontrowersyjny projekt energetyczny świata²⁶, prowadzący do pogłębienia uzależnienia Niemiec²⁷ (oraz w efekcie gospodarki UE) od gazu z Rosji. Budowa Nord Stream 2 została ukończona we wrześniu 2021 roku, lecz gazociąg nie rozpoczął działalności z uwagi na brak certyfikacji ze strony niemieckiego regulatora, Bundesnetzagentur.

Szybkie rozpoczęcie przesyłu gazu z Rosji do Niemiec poprzez Nord Stream 2 było w interesie Rosjan. Dlatego też działania Rosji w IV kwartale 2021 roku w zakresie redukcji wolumenów dostaw do UE (do wysokości wolumenów z kontraktów długoterminowych przy wstrzymaniu przez Rosję dostaw na rynek spot) oraz niskiego zapelnienia magazynów gazu kontrolowanych przez Gazprom (w Niemczech, Austrii, Czechach i Holandii) były postrzegane jako wywieranie przez Rosję presji na Niemcy w celu jak najszybszej certyfikacji i rozpoczęcia działalności Nord Stream 2²⁸.

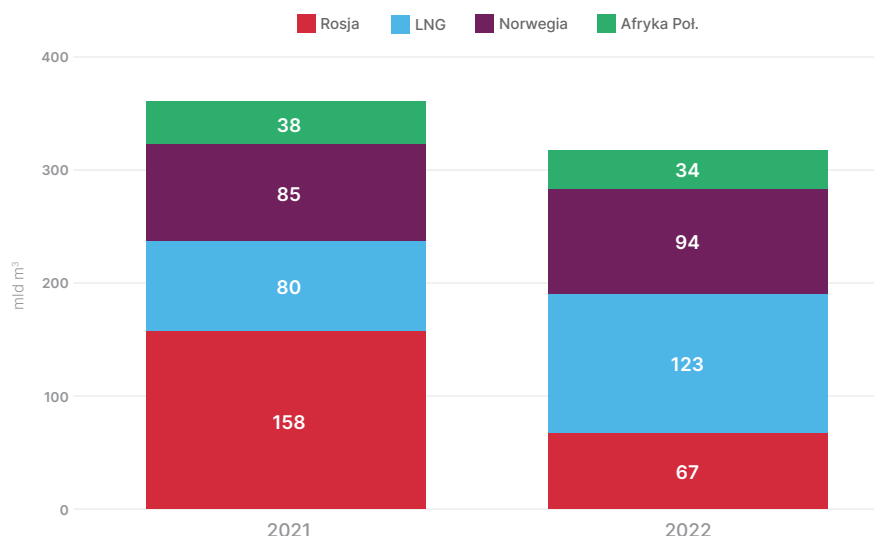
Oprócz sytuacji związanej z Nord Stream 2 czynnikami generującymi napięcia o charakterze geopolitycznym między UE a Rosją były liczne kwestie, scharakteryzowane m.in. w dokumencie Sprawozdanie dotyczące zalecenia Parlamentu Europejskiego dla Rady, Komisji i Wiceprzewodniczącego Komisji / Wysokiego Przedstawiciela Unii do Spraw Zagranicznych i Polityki Bezpieczeństwa w sprawie rozwoju stosunków politycznych między UE a Rosją z 28 lipca 2021 roku²⁹, z których niektóre przedstawiono poniżej:

- *Parlament nie utożsamia narodu rosyjskiego z reżimem prezydenta Putina, będącym pogrążoną w stagnacji autorytarną kleptokracją, na czele której stoi wybierany dożywotnio prezydent otoczony kręgiem oligarchów;*
- *głównym celem UE jest utrzymanie wolności, stabilności i pokoju na kontynencie europejskim i poza nim, którym zagraża agresywna polityka władz rosyjskich, stanowiąca jedno z głównych wyzwań dla programu polityki strategicznej i zagranicznej UE;*
- *w 2019 r. Rosja ponownie przystąpiła do Rady Europy, ale nadal dokonuje poważnych naruszeń praw człowieka, a ponadto odmawia ona zastosowania się do orzeczeń Europejskiego Trybunału Praw Człowieka;*
- *polityka zagraniczna prezydenta Putina jest wyraźnie agresywna i rewizjonistyczna, ponieważ chce on być postrzegany jako obrońca interesów Rosji i stara się przejąć kontrolę nad terytoriami, które jego zdaniem zostały utracone po upadku Związku Radzieckiego i później;*
- *wykorzystanie [przez Rosję] obszarów zamrożonych konfliktów jako strategicznego elementu ingerowania w sprawy danych państw i uniemożliwienie im zbliżenia się do UE i NATO;*
- *wykorzystywanie [przez Rosję] zasobów energetycznych i nielegalnych praktyk prania pieniędzy jako narzędzi manipulacji i szantażu;*
- *obecny reżim rosyjski zagraża pokojowi i bezpieczeństwu w Europie i nadal systematycznie narusza prawa człowieka swoich obywateli i prowadzi agresywną politykę zagraniczną, która obejmuje między innymi: zakrojone na szeroką skalę ćwiczenia wojskowe i koncentracje sił zbrojnych, nielegalną i siłową okupację i aneksję Krymu, naruszenie integralności terytorialnej i destabilizację Ukrainy, Gruzji i Mołdawii;*
- *zwłaszcza w marcu i kwietniu 2021 r. kremlowski reżim znacznie zwiększył swoją obecność wojskową na wschodniej i północnej granicy Rosji z Ukrainą, co stanowi największą koncentrację oddziałów rosyjskich od 2014 r.;*
- *Kreml kontynuuje dezinformację, propagandę i hybrydową ingerencję w politykę wewnętrzną i procesy demokratyczne UE;*
- *w ciągu ostatnich dwudziestu lat doszło do wielu prób lub udanych zabójstw przeciwników reżimu i niezależnych dziennikarzy, zarówno w samej Rosji, jak i poza jej granicami, w tym Anny Politkowskiej, Borysa Niemcowa, Aleksandra Litwinienki, Siergieja i Julii Skripalów, Siergieja Protazanowa, Piotra Wierziłowa, Władimira Karę-Murzę, Aleksieja Nawalnego.*

3.2.2. Czynniki w wpływające na unijne ceny gazu w roku 2022

Nadrzędną przyczyną sytuacji na rynku gazu w UE w 2022 roku była trwająca od 24 lutego pełnoskalowa agresja militarna Rosji na Ukrainę, akt niespotykany w Europie od zakończenia II Wojny Światowej, oraz związane z nią dalsze ograniczanie przez Rosję podaży gazu na rynki UE (czego preludium były działania Rosji w IV kwartale 2021 roku, wskazane wcześniej). Według wstępnych danych za dwanaście miesięcy łączne dostawy gazu z Rosji do UE spadły w 2022 roku o 86 mld m³ (-56%) względem dwunastu miesięcy roku 2021 (Rysunek 12). Począwszy od stycznia 2022, miesięczne wolumeny z Rosji kształtowały się na poziomie niższym niż w analogicznym miesiącu 2020 lub 2021 roku, by w czerwcu 2022 roku spaść o 52% w porównaniu do maja 2022 (osiągając historyczne minimum 4,1 mld m³), a następnie kontynuować trend spadkowy do poziomu 1,9 mld m³ w grudniu 2022 roku (por. Rysunek 9).

Rysunek 12. Ewolucja importu gazu ziemnego przez UE w latach 2021-2022



Pozycja „Afryka Płn.” przedstawia tylko import gazociągowy. Import LNG z obszaru Afryki Północnej zawarty jest w pozycji „LNG”.

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane Bruegel

O ile utracone wolumeny gazu rosyjskiego zostały w 2022 roku uzupełnione przez UE w formie dodatkowego importu LNG (wzrost o 43 mld m³, 54% rok do roku) oraz dodatkowego importu z Norwegii (wzrost o 9 mld m³, 10% rok do roku), rynek gazu w UE oraz krajach członkowskich reagował nerwowo na przebieg agresji Rosji na Ukrainę oraz napięcia na linii UE-Rosja. Dodatkowymi czynnikami kształtującymi ceny gazu w UE od marca 2022 roku były zjawiska scharakteryzowane w Tabeli 3. Graficzną ilustrację ewolucji cen gazu ziemnego w UE w kontekście czynników fundamentalnych przedstawia Rysunek 13.

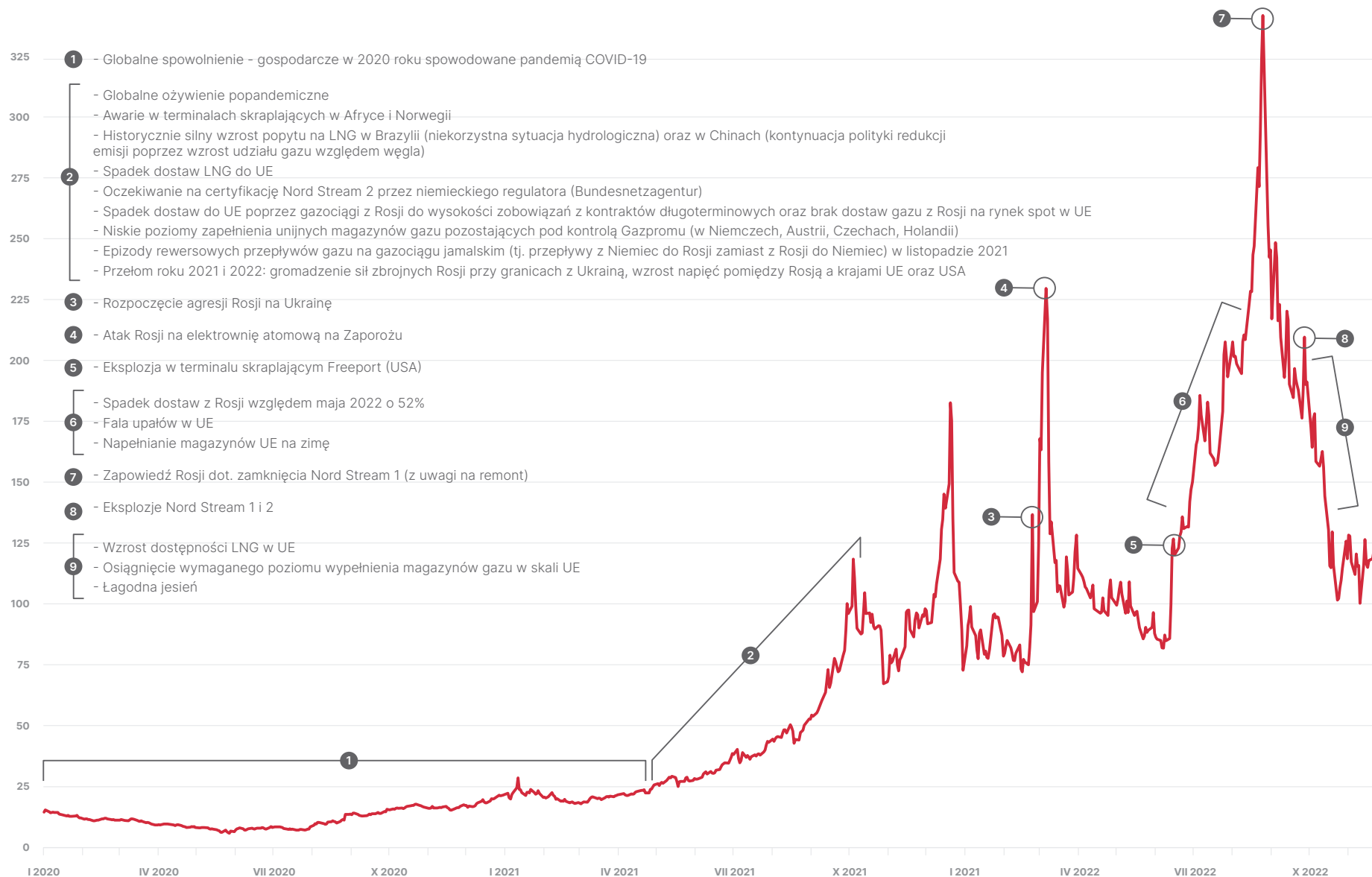
Tabela 3. Czynniki fundamentalne wpływające na ceny gazu na rynkach hurtowych w UE w 2022 roku

Zjawisko	Data	Efekt	Wpływ na ceny
Eksplzja terminalu skraplającego LNG Freeport w USA	06.2022	Zmniejszenie podaży LNG na rynku globalnym	wzrost cen
Spadek dostaw gazu z Rosji o 52% w stosunku do maja 2022	06.2022	Zmniejszenie podaży gazu na rynku UE	
Fala upałów w UE	07-08.2022	Wzrost zapotrzebowania na klimatyzację w UE, wzrost zapotrzebowania na gaz do produkcji EE	
Zapowiedź Rosji dot. zamknięcia Nord Stream	08.2022	Nerwowość rynku	
Intensyfikacja napełniania magazynów gazu UE na zimę	06-08.2022	Wzrost bieżącego popytu / wycofanie bieżącej podaży z rynku	
Eksplzje gazociągów Nord Stream 1 i 2	09.2022	Podejrzenia Rosji o sabotaż, nerwowość rynku	
Wzrost dostępności LNG w UE	09-10.2022	Zmniejszenie nerwowości rynku odnośnie podaży gazu na zimę	spadek cen
Osiągnięcie wymaganego poziomu wypełnienia magazynów gazu w skali UE	09-10.2022		
Łagodna jesień	09-10.2022	Niższe niż spodziewane zapotrzebowanie na gaz	

Źródło: opracowanie własne na podstawie doniesień medialnych i ruchów rynkowych

Rysunek 13. Ewolucja cen gazu ziemnego w UE od stycznia 2020 do października 2022 roku
w kontekście czynników fundamentalnych ↩

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane Investing.com oraz analizę doniesień medialnych



Analiza możliwości pokrycia popytu na gaz ziemny w UE w obliczu braku dostaw z kierunku rosyjskiego

Wydarzenia na unijnym rynku gazu na przestrzeni 2022 roku pokazują, iż wysoki stopień uzależnienia od dostaw Rosji w powiązaniu z agresywną geopolityką tego kraju narażają UE na ryzyko utraty istotnej części podaży gazu, wysokie ryzyko niezaspokojenia popytu, a co za tym idzie szoków cenowych w przyszłości. Powyższe powoduje, iż niezbędnym kierunkiem rozwoju rynku gazu w ramach UE i poszczególnych państw członkowskich jest dywersyfikacja dostaw, nakierowana na rezygnację z wolumenów rosyjskich.

Konieczność odejścia od importu z Rosji oraz dywersyfikacja dostaw gazu znajduje wyraz w przedstawionym w maju 2022 roku przez KE planie REPowerEU³⁰, który ma na celu szybkie zmniejszenie naszej zależności od rosyjskich paliw kopalnych przez przyspieszenie transformacji w kierunku czystej energii i połączenie sił, aby osiągnąć bardziej odporny system energetyczny i prawdziwą unię energetyczną.

Biorąc pod uwagę zamierzenia REPowerEU, w niniejszym rozdziale podjęto próbę analizy bilansu popytu i podaży gazu w UE w horyzoncie 2027 roku (horyzont REPowerEU) przy założeniu całkowitego braku dostaw gazu z Rosji.

4.1. Zamierzenia strategiczne UE: plan REPowerEU

Kierunkami działań wytyczonymi przez plan REPowerEU w celu zmniejszenia zależności UE od rosyjskich paliw kopalnych są:

- oszczędność energii,
- dywersyfikacja dostaw,
- szybkie zastąpienie paliw kopalnych dzięki przyspieszeniu transformacji Europy w kierunku czystej energii,
- inwestycje oraz reformy.

W ramach powyższych kierunków, REPowerEU postuluje szereg środków krótko- oraz średnioterminowych (Tabela 4).

Tabela 4. Środki krótko- oraz średnioterminowe proponowane przez REPowerEU

Środki krótkoterminowe	Środki średnioterminowe (do 2027 roku)
■ wspólne zakupy gazu, LNG i wodoru za pośrednictwem unijnej platformy energetycznej ■ nowe partnerstwa energetyczne z wiarygodnymi dostawcami ■ szybkie uruchomienie projektów związanych z energią słoneczną i wiatrową ■ zwiększenie produkcji biometanu ■ zatwierdzenie do lata [2022] pierwszych ogólnounijnych projektów w zakresie wodoru ■ komunikat UE w sprawie oszczędzania energii z zaleceniami dla obywateli i przedsiębiorstw ■ napełnienie magazynów gazu do 80% pojemności do 1 listopada 2022 r. ■ koordynacja na poziomie Unii planów ograniczania popytu w przypadku zakłóceń w dostawach gazu	■ nowe krajowe plany REPowerEU oparte na zmienionym Funduszu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności w celu wsparcia inwestycji i reform o wartości 300 mld EUR ■ przyspieszenie dekarbonizacji przemysłu ■ nowe przepisy i zalecenia dotyczące szybszego wydawania zezwoleń na OZE ■ inwestycje w zintegrowaną i przystosowaną sieć infrastruktury gazowej i elektroenergetycznej ■ większe ambicje w obszarze oszczędności energii dzięki podniesieniu ogólnounijnego celu w zakresie efektywności energetycznej na 2030 r. z 9 do 13% ■ podniesienie europejskiego celu w zakresie OZE do 2030 r. z 40 do 45% nowe wnioski ustawodawcze UE zapewniające przemysłowi dostęp do surowców krytycznych ■ środki regulacyjne mające na celu zwiększenie efektywności energetycznej w sektorze transportu ■ przyspieszenie wykorzystania wodoru: zwiększenie do 2025 r. mocy produkowanych elektrolizerów do 17,5 GW, aby móc produkować na terenie Unii 10 mln ton wodoru odnawialnego i pobudzić przemysł UE ■ nowoczesne ramy regulacyjne dotyczące wodoru

Źródło: opracowanie własne w oparciu o plan REPowerEU

Kierunkami związanymi z dywersyfikacją dostaw gazu do UE są³¹:

- zwiększenie dostaw skroplonego gazu ziemnego (LNG) ze Stanów Zjednoczonych i Kanady oraz dostaw gazu z Norwegii
- zacieśnienie współpracy z Azerbejdżanem (zwłaszcza w zakresie korytarza południowego)
- porozumienia polityczne z dostawcami gazu, jak Egipt i Izrael, w sprawie zwiększenia dostaw LNG
- wznowienie dialogu energetycznego z Algierią
- kontynuowanie współpracy zarówno z głównymi producentami w Zatoce Perskiej (w tym z Katarą), jak również z Australią
- koordynacja z nabywcami gazu takimi jak: Japonia, Chiny i Korea
- analiza potencjału w zakresie eksportu krajów Afryki Subsaharyjskiej, takich jak: Nigeria, Senegal i Angola.

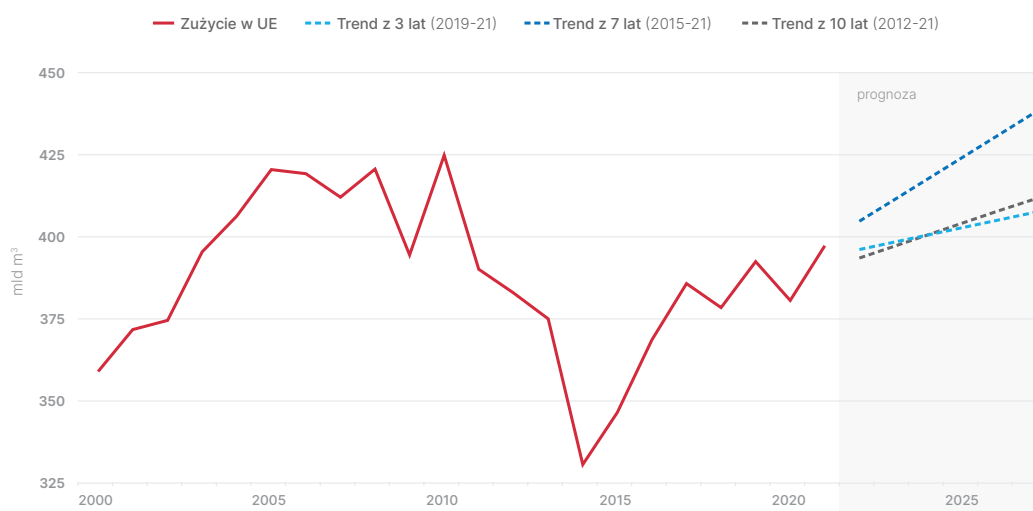
Istotnym kierunkiem działań według REPowerEU jest także oszczędzanie energii, co w przypadku gazu ziemnego powinno przełożyć się na ekwiwalent zaoszczędzonego gazu w wysokości 184 mld m³ (z czego 116 mld m³ w horyzoncie roku 2030³²), wynikający z następujących działań:

- oszczędność energii: 59 mld m³, z tego:
 - zmiana zachowań obywateli UE: 10 mld m³
 - sektor mieszkaniowy: efektywność energetyczna i pompy ciepła: 37 mld m³
 - przemysł: efektywność energetyczna i elektryfikacja: 12 mld m³
- dywersyfikacja dostaw: 101 mld m³, z tego:
 - dostawy LNG (50 mld m³) i gazociągowe (10 mld m³)
 - produkcja biometanu: 17 mld m³
 - wodór odnawialny: 27 mld m³
- energia elektryczna z OZE (słońce i wiatr): 21 mld m³.

4.2. Możliwe ścieżki rozwoju popytu na gaz w UE

W celu oszacowania ścieżek popytu na gaz ziemny w UE w horyzoncie roku 2027 poddano analizie trendy historyczne za ostatnie 10, 7, 5* oraz 3 lata. Wyniki prezentuje Rysunek 14.

Rysunek 14. Możliwe ścieżki rozwoju popytu na gaz w UE



Nota: Trend z 7 lat (tj. 2015–2021) prezentuje wyższe wartości niż pozostałe trendy z uwagi na wpływ silnych wzrostów w latach 2015–2017. W przypadku trendu za 10 lat silne wzrosty lat 2015–2017 są niwelowane spadkami w latach 2012–2014. W przypadku trendów wyznaczonych w oparciu o rok 2017 i lata późniejsze (trendy za ostatnie 5 i 3 lata), tendencje rozwojowe wzrostów i spadków wykazują mniejszą amplitudę, skutkując zbliżoną ścieżką rozwoju jak trend z 10 lat.

*Prognoza oparta o trend z 5 lat wykazywała niemal identyczne wartości jak prognoza oparta o trend z 3 lat. Dla zwiększenia czytelności, prognoza oparta o trend z 5 lat nie jest prezentowana – dotyczy odpowiednio tego oraz kolejnych elementów analizy (poza analizą luki LNG w sekcji 4.5.1).

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane BP

Oszacowane powyżej ścieżki przyjęto jako punkt startowy w analizie bilansu popytu i podaży gazu w UE w horyzoncie 2027 roku.

4.3. Podaż gazu ziemnego w UE z kierunków innych niż Rosja

Od strony podażowej zidentyfikowane dla UE możliwości pokrycia luki wolumenowej wynikającej z braku dostaw gazu z Rosji obejmują:

- wydobywanie własne;
- import gazociągowy;
- import LNG.

Analizę powyższych źródeł podaży przeprowadzono w sekcji 4.3.1 oraz 4.3.2

4.3.1. Podaż z produkcji własnej

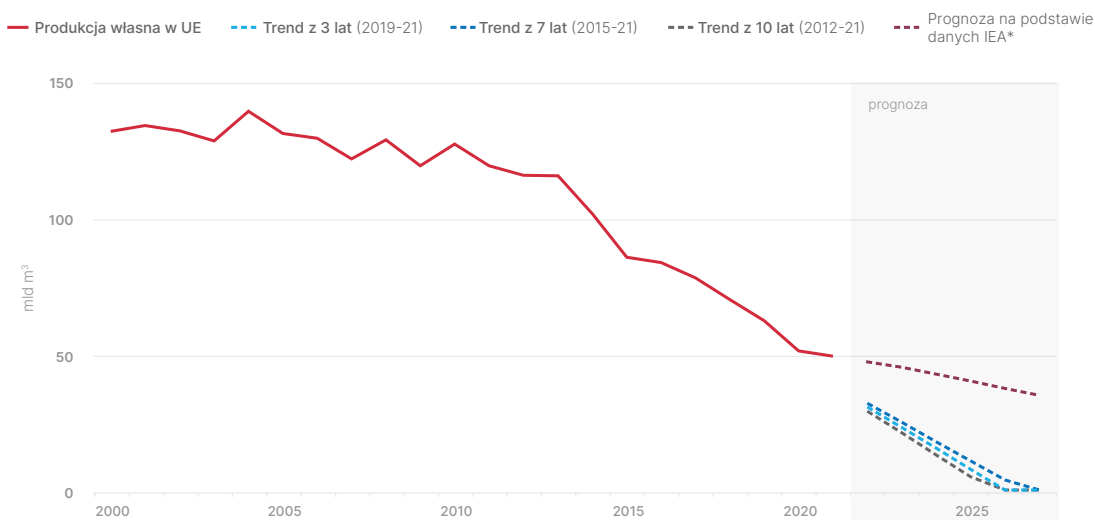
Jak wskazano w sekcji 3.1, wydobywanie własne w przypadku UE stanowi niewielką część zużycia (12,3%) i wykazuje tendencję spadkową. Ekstrapolacja trendu (Rysunek 15) wskazuje, że poziom produkcji własnej EU mogą osiągnąć zero w latach 2026-2027. Niemniej jednak, prognoza IEA w World Energy Outlook 2022 wskazuje, że produkcja własna UE będzie spadać wolniej – w zależności od scenariusza osiągając:

- 39 mld m³ w roku 2030 oraz 34 mld m³ w roku 2050 (scenariusz STEPS)
- 17 mld m³ w roku 2030 oraz 2 mld m³ w roku 2050 (scenariusz APS)³³.

Należy wskazać, że w obliczu wydarzeń 2021-2022 roku, kraje UE produkujące gaz rewidowały podejście dotyczące przyszłości produkcji lokalnej. Holandia (największy producent gazu w UE) rozważał pod koniec 2021 roku wzrost produkcji ze złoża Groningen do ok. 7,6 mld m³/rok (względem wcześniejszych szacunków 3,9 mld m³/rok)³⁴. Finalnie, w październiku 2022 roku zdecydowano, iż produkcja z Groningen nie będzie kontynuowana z uwagi na zagrożenie geologiczne (trzęsienia ziemi), a spodziewany koniec produkcji to przełom 2024/2025³⁵. Drugi największy producent gazu w UE, Rumunia, w maju 2022 roku zrewidował przepisy podatkowe³⁶ (utrudniające do tej pory eksplorację złóż na Morzu Czarnym) aby pobudzić inwestycje związane z wydobywaniem gazu. W czerwcu 2022 roku rozpoczęto wydobywanie na złożu Midia Gas, co jest pierwszym nowym morskim projektem wydobywczym w Rumunii od ponad trzech dekad³⁷. Szacowane rezerwy gazu ziemnego Rumunii wynoszą ok. 200 mld m³(³⁸).

Biorąc pod uwagę dużą niepewność odnośnie rozwoju produkcji gazu w UE (zależną m.in. od rozwoju wydarzeń związanych z kryzysem energetycznym w Europie, a także od podejścia polityki energetyczno-klimatycznej UE do rozwoju unijnej produkcji gazu), na potrzeby dalszych analiz przyjęto ścieżkę pośrednią wynikającą z prognoz IEA, tj. 27 mld m³ w roku 2030 (oraz wynikające stąd 35 mld m³ w roku 2027 w oparciu o interpolację liniową). Powyższe ilustruje Rysunek 15.

Rysunek 15. Możliwe ścieżki rozwoju produkcji własnej gazu przez UE



Prognoza oparta o trend z 5 lat wykazywała niemal identyczne wartości jak prognoza oparta o trend z 3 lat. Dla zwiększenia czytelności, prognoza oparta o trend z 5 lat nie jest prezentowana.

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane BP

*W oparciu o prognozy dla scenariusza STEPS i APS z World Energy Outlook

4.3.2. Podaż w oparciu o import gazociągowy oraz LNG w kontekście ograniczeń europejskiej infrastruktury przesyłowej

W obliczu małego prawdopodobieństwa zwiększenia podaży gazu w UE i Polsce w oparciu o wzrost wydobycia własnego (por. sekcja 4.3.1), alternatywą jest import gazu w oparciu o gazociągi lub drogą dostaw LNG.

Tabela 5. Maksymalne wolumeny importu gazu do UE z kierunków innych niż Rosja

Kierunek	Maksymalne zdolności importowe				Import przez UE za rok 2021	Nadwyżka zdolności nad importem za rok 2021
	GWh/dzień (ENTSO-G, lipiec 2022)	mld m3/rok (obliczenia własne) ⁴⁹	mld m3/rok (inne źródła)	mld m3/rok przyjęte do analizy		
Norwegia gazociąg	4153	132	122 ^{40, 41}	90 ⁴²	85	5
Afryka Płn. gazociąg	1636	52	67,5 ⁴³ -79 ⁴⁴	55 ⁴⁵	38	17
region kaspijski gazociąg	375	12	13 ⁴⁶ -16 ⁴⁷	13 oraz docelowo 16	9	4
LNG istniejące	4745	151	157 ⁴⁸ -187 ⁴⁹	157	80	77
Nowe terminale LNG (zdolności skumulowane)	b.d.	b.d.	Analiza w oparciu o dane GIE ⁵⁰	2023: 9,5 2024: 50,5 2025: 67,2 2026: 80,5 2027: 94,3	b.d.	b.d.
RAZEM	10 909	347	-	315	212	103

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane BP, ENTSO-G, GIE, Bruegel, informacje medialne

Możliwości importu gazu innego niż rosyjski poprzez gazociągi (z Norwegii, Afryki Płn. i regionu kaspijskiego) oraz drogą LNG (różni dostawcy) zostały oszacowane przez ENTSO-G w ramach w ENTSO G Yearly Supply Outlook 2022/2023⁵¹. Dane te zostały zaprezentowane w Tabeli 5. a także poddane analizie oraz zestawione z faktycznymi wolumenami importu za rok 2021.

Analizując dostępność gazu ziemnego dla UE należy wskazać na ograniczenia infrastrukturalne dotyczące zdolności przesyłowych pomiędzy krajami, wpływającymi zwłaszcza na stopień wykorzystania w innych krajach UE gazu przyjętego do terminali LNG w Hiszpanii. Liczne bariery w postaci braku połączeń transgranicznych powodują, że nawet pomimo dostępności LNG dla Europy (jak miało to np. miejsce w październiku i listopadzie 2022 roku⁵²), przesłanie surowca z kraju do kraju jest ograniczone. Hiszpania dysponuje największą mocą (ok. 69 mld m³, 37% w skali UE) terminali odbiorczych LNG w UE, lecz z powodu ograniczonych możliwości przesyłu może eksportować do Francji tylko ok. 7,2 mld m³/rok⁽⁵³⁾. Francja z kolei nie może przekazywać gazu do większości sąsiadów ze względu na kwestie techniczno-regulacyjne związane z nawanianiem⁵⁴ oraz pierścieniowy krajowy system gazowy z wąskimi gardłami, szczególnie na linii północ-południe i w kierunku Niemiec. Wąskie gardła północ-południe, zarówno w Niemczech, jak i we Włoszech ograniczają z kolei import do Europy Środkowej i Wschodniej. Istotnym problemem dla zapewnienia przesyłu gazu na terenie UE jest także brak możliwości rewersu gazu pomiędzy krajami. W wielu miejscach infrastruktura zorientowana jest na gaz pochodzący z Rosji i pozwala na rozprowadzanie gazu tylko w jednym kierunku (z kierunku wschodniego na zachód i południe Europy).

4.4. Oszacowany krótkoterminowy bilans popytu i podaży na gaz ziemny w UE

W oparciu o dane odnośnie maksymalnego potencjalnego importu oraz w oparciu o wolumeny faktycznie zaimportowane za rok 2021, oszacowany dla warunków 2021 roku hipotetyczny potencjał dodatkowego importu przez UE wynosi ok. 103 mld m³ (Tabela 5). Biorąc pod uwagę, iż w 2021 roku UE zaimportowała 158 mld m³ z Rosji (por. Rysunek 4 oraz Rysunek 6), powyższe pozwala oszacować, iż przy braku dostaw z Rosji w 2021 roku, teoretyczna luka w podaży gazu na rynku UE wynosiłaby w 2021 roku ok. 55 mld m³.

W zakresie luki popytowo-podażowej w UE dla roku 2022/2023 modelowanie ENTSO-G wskazuje na możliwość niedoboru 6-18 mld m³ gazu na rynku UE, w zależności od scenariusza (Tabela 6).

Analiza IEA z grudnia 2022 roku⁵⁵ dla roku 2023 wskazuje na lukę podażową gazu w UE rzędu 57 mld m³. IEA zakłada, że popyt na gaz w UE w 2023 roku (395 mld m³) ulegnie wzrostowi względem roku 2022⁵⁶, powracając do poziomu zbliżonego do roku 2021. Jednocześnie IEA szacuje, że dostawy gazociągowe do UE wyniosą ok. 152 mld m³ (bez gazu rosyjskiego), dostawy LNG wyniosą ok. 141 mld m³, a produkcja własna – ok. 45 mld m³. Z szacowanej przez IEA luki rzędu 57 mld m³ w 2023 roku, ok. 30 mld m³ może zostać zaadresowane dzięki aktualnym działaniom UE (redukcje popytu, poprawa efektywności energetycznej, rozwój pomp ciepła i instalacji OZE). Mimo tego, pozostająca na 2023 rok luka wynosi w ocenie IEA ok. 27 mld m³.

Wyniki analizy dla roku 2021, modelowania ENTSO-G oraz analizy IEA nie pokazują jednak bilansu popytu i podaży gazu w UE w dłuższym horyzoncie. Do tego, o ile modelowanie ENTSO-G (wrażliwość 3) wskazuje na działania z zakresu redukcji popytu, nie kwantyfikuje jednak luki popytowo-podażowej w dłuższym okresie przy założeniu pozytywnego wpływu z wdrożenia działań z zakresu oszczędności energii (dobrowolnych działań w zakresie redukcji popytu). Z uwagi na powyższe kwestie, w kolejnej sekcji wykonaliśmy analizę luki podażowo-popytowej gazu w UE w horyzoncie 2027 roku (horyzont planu REPowerEU).

Tabela 6. Główne wnioski z modelowania ENTSO-G

Scenariusz	Główne wnioski
Bazowy ■ niezmiennie możliwości techniczne infrastruktury ■ brak dodatkowego LNG ■ brak działań z zakresu dobrowolnej redukcji popytu	■ Luka podażowa gazu w UE na skutek braku dostaw z Rosji w roku gazowym 2022/2023 wynosi 18 mld m³ i skutkuje przymusowymi redukcjami poboru; ■ Wąskie gardła w infrastrukturze UE ograniczają transport gazu z zachodu na wschód Europy i z południa na północ.
Wrażliwość 1 ■ poprawa możliwości technicznych infrastruktury przesyłowej ■ brak dodatkowego LNG ■ brak działań z zakresu dobrowolnej redukcji popytu	■ Zidentyfikowane i oszacowane przez gazowych OSP zwiększenie możliwości infrastruktury pozwalają zniwelować wewnętrzne wąskie gardła w zakresie przesyłu gazu z zachodu na wschód UE; ■ Choć luka podażowa gazu w UE nie ulega zmianie (18 mld m³), poprawa w zakresie infrastruktury umożliwi bardziej równomierny podział ograniczeń (redukcji) popytu gazu pomiędzy kraje UE.
Wrażliwość 2 ■ poprawa możliwości technicznych infrastruktury przesyłowej oraz terminali regazyfikacyjnych LNG ■ dodatkowe wolumeny LNG dostępne na globalnym rynku ■ brak działań z zakresu dobrowolnej redukcji popytu	■ Przy założeniu, że potencjał dostaw LNG do UE jest nieograniczony oraz wykorzystanie przepustowości terminali LNG i zdolności przesyłowych rurociągów ulega poprawie: □ luka podażowa gazu w UE na skutek braku dostaw z Rosji w roku gazowym 2022/2023 wynosi 6 mld m³; □ możliwości dzielenia się ograniczeniami popytu poprzez współpracę krajów UE są większe (Europa Zachodnia łagodzi regionalne ograniczenie i wysyła znaczne ilości w kierunku wschodnim). <i>Zastrzeżenie ENTSO-G: globalne ograniczenia zdolności eksportowych LNG i popyt na LNG poza UE powodują niepewność co do dostępności LNG dla UE.</i>
Wrażliwość 3 ■ poprawa możliwości technicznych infrastruktury ■ brak dodatkowego LNG ■ działania z zakresu dobrowolnej redukcji popytu	■ Skoordynowana długoterminowa i równomierna redukcja popytu może być jednym z działań poprawiających sytuację na rynku gazu, ale jednocześnie stanowi poważne wyzwanie; ■ Odpowiedź strony popytowej na poziomie 15% w całej Europie wraz ze zwiększonymi zdolnościami infrastruktury w pełni łagodzi ograniczenie (redukcję) popytu

Źródło: opracowanie własne w oparciu o ENTSO G Yearly Supply Outlook 2022/2023

4.5. Oszacowany bilans popytu i podaży na gaz ziemny w UE w horyzoncie roku 2027

W celu oszacowania luki popytowo-podażowej gazu ziemnego w UE w horyzoncie roku 2027 przyjęliśmy następujące kroki metodyczne:

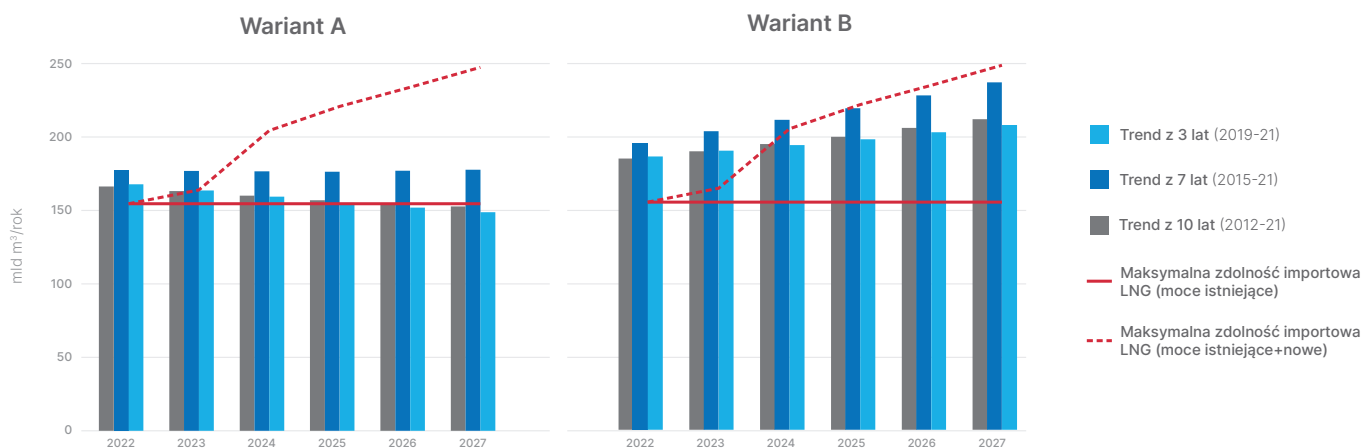
- Ścieżki rozwoju popytu UE na gaz przyjęto jak w sekcji 4.2 (tempo wolniejsze – w oparciu o trend za 3, 5 i 10 lat, oraz tempo szybkie – trend za 7 lat)
- Ścieżki rozwoju produkcji własnej gazu przez UE przyjęto jak w sekcji 4.3.1 (w oparciu o prognozy IEA World Energy Outlook 2022)
- Przyjęto, że w horyzoncie 2027 roku dostawy gazociągowe do UE z Norwegii, Afryki Płn. oraz regionu kaspijskiego będą kształtować się jak w Tabeli 6
- Różnicę pomiędzy krokiem 1, 2 oraz 3 stanowi popyt do zaspokojenia poprzez dostawy LNG, z uwzględnieniem analizy podaży LNG na światowym rynku (przyrost mocy terminali skraplających) oraz analizy wzrostu mocy terminali regazyfikacyjnych w UE.

Wykorzystując wyniki kroku 4. w analizie przyjęliśmy także, w nawiązaniu do REPowerEU oraz danych ENTSO-G, dwa warianty odnośnie oszczędności gazu, tj.:

- Wariant A – oszczędności w zużyciu gazu (dobrowolne redukcje popytu) w skali UE wynoszą 18 mld m³ w 2022 roku (za ENTSO-G) rosnąc liniowo do 59 mld m³ gazu w 2027 roku (za REPowerEU).
- Wariant B – brak działań w zakresie oszczędności gazu w ramach UE.

Na podstawie tak przyjętych założeń oraz kroków analizy, oszacowaliśmy wolumeny, które pozostaną do pokrycia z dostaw LNG, w oparciu o istniejące oraz istniejące i nowe zdolności importowe LNG przez UE (określone w Tabeli 7). Wyniki prezentujemy na Rysunku 16.

Rysunek 16. Szacowane wolumeny popytu UE do pokrycia z dostaw LNG



Źródło: opracowanie własne

Zaprezentowane powyżej wyniki analizy bilansu popytu i podaży na gaz w UE w horyzoncie roku 2027 pokazują, że:

- Dla wariantu A, w przypadku, gdyby popyt UE na gaz ewoluował wolniej (trend za ostatnie 7, 5 lub 3 lata) oraz przy założeniu wprowadzenia zachowań prowadzących do oszczędności gazu, aktualne zdolności importowe LNG przez UE nie wystarczą w średnim horyzoncie do pokrycia luki podażowej powstałej po rezygnacji z wolumenów gazu z Rosji. Szacowana na rok 2023 luka podażowa wynosi ok. 9 mld m³ i zmniejsza się do ok. 6 mld m³ w roku 2024 oraz 2 mld m³ w roku 2025. W horyzoncie lat 2026 i 2027 rosnąca skala redukcji popytu (ok. 59 mld m³) sprawia, że luka podażowa zanika.

- Dla wariantu A, w przypadku, gdyby popyt UE na gaz ewoluował szybciej (trend za ostatnie 7 lat), aktualne zdolności importowe LNG przez UE również nie są wystarczające, nawet pomimo wprowadzenia w skali UE zachowań prowadzących do oszczędności gazu. W tym przypadku luka podażowa w roku 2023 jest większa (z uwagi na założone wyższe tempo wzrostu popytu) i wynosi 23 mld m³. Z uwagi na przyjęte założenie odnośnie dynamiki popytu w horyzoncie roku 2027, luka podażowa utrzymuje się na poziomie 22-23 mld m³/rok.
- Dla wariantu B, tj. w przypadku braku wprowadzenia w skali UE zachowań prowadzących do oszczędności gazu, aktualne zdolności importowe LNG przez UE nie są wystarczające do pokrycia popytu, niezależnie od tempa jego wzrostu. Luka podażowa wynosi w tym przypadku 35-49 mld m³ w roku 2023 (zależnie od tempa wzrostu popytu) i rośnie do ok. 53-82 mld m³ w roku 2027.
- W przypadku analizy zakładającej wzrost zdolności regazyfikacyjnych LNG w ramach UE, w wariantcie A z wolniejszym tempem wzrostu popytu luka podażowa jest niwelowana już w roku 2023, a następnie nie występuje w żadnym scenariuszu rozwoju popytu począwszy od roku 2024.
- W przypadku analizy zakładającej wzrost zdolności regazyfikacyjnych LNG w ramach UE, w wariantcie A z szybszym tempem wzrostu popytu luka podażowa w roku 2023 wnosi 13 mld m³, a następnie nie występuje w żadnym scenariuszu rozwoju popytu począwszy od roku 2024.
- W przypadku analizy zakładającej wzrost zdolności regazyfikacyjnych LNG w ramach UE, w wariantcie B z wolniejszym tempem wzrostu popytu luka podażowa w roku 2023 wynosi 25 mld m³ (pomimo zakładanego przyrostu mocy regazyfikacyjnych). Dalszy zakładany wzrost mocy regazyfikacyjnych LNG sprawia, że od 2024 roku luka podażowa zanika w każdym scenariuszu wzrostu popytu w wariantcie B.
- W przypadku analizy zakładającej wzrost zdolności regazyfikacyjnych LNG w ramach UE, w wariantcie B z szybszym tempem wzrostu popytu luka podażowa w roku 2023 wynosi 39 mld m³ oraz 6 mld m³ w roku 2024 (pomimo zakładanego przyrostu mocy regazyfikacyjnych). Dalszy zakładany wzrost mocy regazyfikacyjnych LNG sprawia, że od 2025 roku luka podażowa zanika w każdym scenariuszu wzrostu popytu w wariantcie B.

Wyniki analizy podsumowujemy w Tabeli 7.

Tabela 7. Szacunki luki podażowej na rynku gazu w UE w obliczu braku dostaw z Rosji

	Wariant A założone działania z zakresu redukcji popytu	Wariant B założony brak działań z zakresu redukcji popytu
🏠 Wolny wzrost popytu ● Istniejące moce regazyfikacyjne LNG	9 mld m ³ w roku 2023 z tendencją malejącą (6 mld m ³ w roku 2024, 2 mld m ³ w roku 2025) aż do braku występowania luki od roku 2026	35 mld m ³ w roku 2023 z tendencją wzrostową do ok. 53-57 mld m ³ w roku 2027
🏠 Szybki wzrost popytu ● Istniejące moce regazyfikacyjne LNG	23 mld m ³ w roku 2023, następnie 22-23 mld m ³ /rok w każdym z lat analizy	49 mld m ³ w roku 2023 z tendencją wzrostową do ok. 82 mld m ³ w roku 2027
🏠 Wolny wzrost popytu 🏠 Wzrost mocy regazyfikacyjnych LNG	Prawdopodobny brak luki podażowej w roku 2023 i kolejnych (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)	25 mld m ³ w roku 2023, prawdopodobny brak luki podażowej w roku 2024 i kolejnych (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)
🏠 Szybki wzrost popytu 🏠 Wzrost mocy regazyfikacyjnych LNG	13 mld m ³ w roku 2023, prawdopodobny brak luki podażowej od roku 2024 (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)	39 mld m ³ w roku 2023, 6 mld m ³ w roku 2024, prawdopodobny brak luki podażowej w roku 2025 i kolejnych (pod warunkiem dostępności LNG na rynku globalnym)

Powyższe wnioski są klarowną informacją, że w celu zbilansowania popytu na gaz w skali UE, konieczne są następujące kroki:

- rozwój działań prowadzących do oszczędności gazu (kierunek wskazany przez REPowerEU)
- zwiększenie możliwości importu gazu, zwłaszcza w drodze dostaw LNG, na które REPowerEU kładzie większy nacisk niż na dostawy gazociągowe.

Należy także wskazać, iż nawet pomimo wzrostu mocy unijnych terminali regazyfikacyjnych mogą pojawić się problemy z dostępnością LNG na rynku światowym, co może przełożyć się na wystąpienie luki podażowej. Dodatkowym aspektem wpływającym na dostępność LNG w skali UE jest także odpowiednie zarządzanie unijnym systemem przesyłowym i niwelowanie wąskich gardeł (por. sekcja 4.3.2).

4.5.1. Możliwości zwiększenia importu gazu przez UE

Jak wskazano w sekcji 4.1, plan REPowerEU zakłada zacieśnienie współpracy z Azerbejdżanem w zakresie dostaw gazociągowych, jak również zwiększenie dostaw LNG do UE z różnych kierunków rynku globalnego (USA, Kanada, Egipt, Izrael, Katar, Australia, kraje Afryki Subsaharyjskiej).

W lipcu 2022 roku UE podpisała⁵⁷ umowę z Azerbejdżanem na zwiększenie dostaw gazociągowych do co najmniej 20 mld m³ rocznie w ciągu najbliższych 5 lat. Niemniej jednak, o ile zwiększenie dostaw do UE nie powinno stanowić problemów technicznych (nie wymaga to przebudowy gazociągu, a jedynie instalacji dodatkowych kompresorów), o tyle problemem może być szybkie zwiększenie produkcji w Azerbejdżanie, aby pokryła ona zapotrzebowanie na eksport do UE w wymaganych wolumenach 20 mld m³/rok. Szacowany przez The Royal United Services Institute for Defence and Security Studies maksymalny potencjał eksportu gazu z Azerbejdżanu do UE w horyzoncie roku 2027 to ok. 15-16 mld m³/rok⁵⁸.

Oprócz tego warto wskazać na projekt gazociągu EastMed łączącego Izrael z UE (Cypr i Grecja), który docelowo ma być połączony z gazociągiem Posejdon we Włoszech. Według danych ENTSO-G⁵⁹, moc przesyłowa EastMed to 10,5 mld m³/rok, a rok uruchomienia (według ENTSO-G oraz developera, grupy Eni⁶⁰) to 2025.

W zakresie zwiększenia dostaw LNG, analiza w horyzoncie 2027 roku wskazuje, że rynek LNG pozostanie rynkiem bardzo ciasnym, i to pomimo planowanych inwestycji w zakresie terminali skraplających. Według danych IGU⁶¹, moc nowych terminali LNG do roku 2026 to ok. 191 mld m³, z tego 144 mld m³ bez uwzględnienia terminali w Rosji.

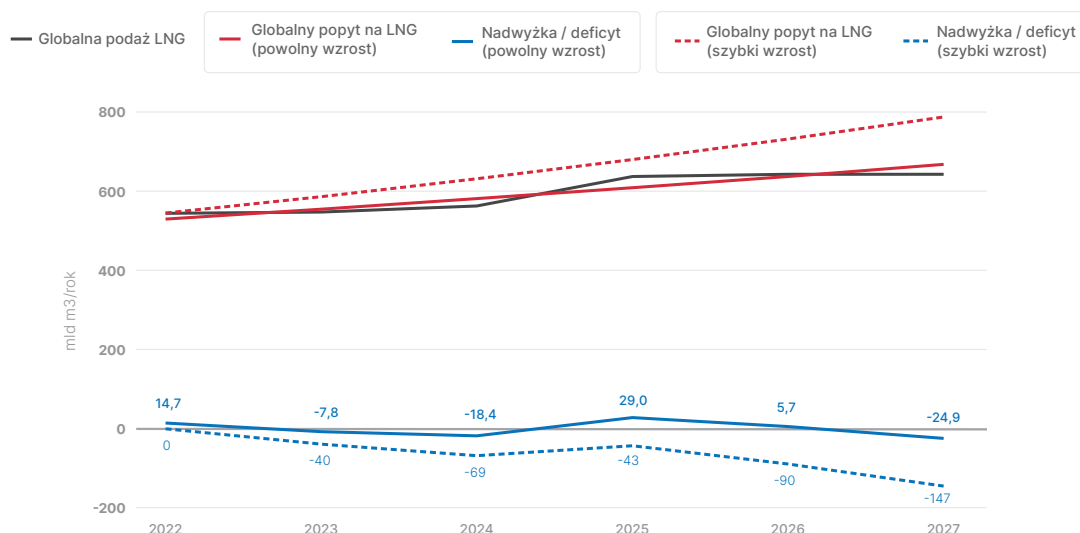
W oparciu o dane BP, szacowany roczny wzrost globalnego popytu na LNG przyjęto na poziomie:

- 4,7% rocznie (średnia długookresowa za 10 lat, przyjęta od roku 2022 w horyzoncie roku 2027), jako scenariusz brzegowy wolnego wzrostu popytu oraz
- 7,7% rocznie (średnia długookresowa za 5 lat, przyjęta od roku 2022 w horyzoncie roku 2027), jako scenariusz brzegowy szybkiego wzrostu popytu⁶².

W oparciu o dane IGU, średni roczny stopień wykorzystania terminali skraplających przyjęto na poziomie 85% (najwyższa wartość z lat 2017-2021). Wyniki oszacowanego w ten sposób popytu i podaży na globalnym rynku LNG do roku 2027 prezentujemy na Rysunku 17.

Wyniki analizy pokazują, że w latach 2023-2024 rynek LNG może doświadczać deficytów podaży, co może przełożyć się na brak wolumenów dla UE lub powodować wzrost cen LNG na skutek konkurencji z innymi regionami świata. Powyższe, nawet w obliczu wzrostu mocy terminali regazyfikacyjnych LNG w UE w najbliższych latach, może powodować, iż w UE będzie występować faktyczna luka podażowa LNG (por. sekcję 4.5 oraz Tabelę 7).

Rysunek 17. Szacowane wolumeny popytu i podaży LNG na rynku globalnym



Źródło: opracowanie własne

Oprócz uwarunkowań popytowo-podażowych rynku LNG w wymiarze globalnym, analizując dostępność LNG dla UE należy także wskazać na ograniczenia infrastrukturalne po stronie UE dotyczące zdolności przesyłowych (por. sekcja 4.3.2), a także kwestie ekonomiczno-kontraktowe.

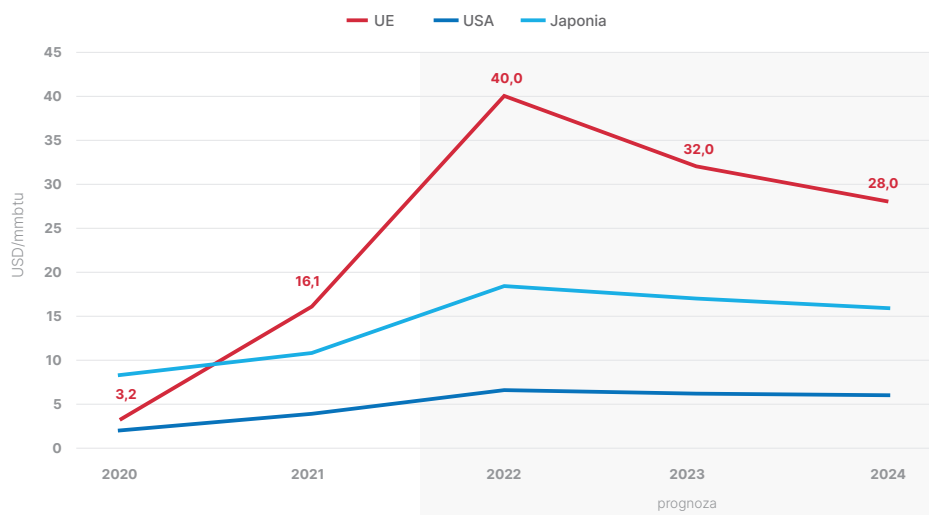
W zakresie uwarunkowań ekonomiczno-kontraktowych, pomimo różnic cenowych (przyciągających LNG do Europy w sensie ekonomicznym), klauzule destynacyjne lub inne postanowienia w umowach na dostawy LNG mogą stanowić fundamentalne ograniczenie dla pozyskania dodatkowych wolumenów dla Europy.

Najnowsza analiza IEA⁶³ wskazuje, że od 2020 roku znacząco wzrasta liczba kontraktów LNG typu *destination-fixed*. O ile kontrakty typu *destination-fixed* stanowiły ok. 80% wolumenów zakontraktowanych w latach 2018-2019, o tyle w roku 2020 stanowiły już tylko 35%, a w roku 2021 – 11%. W ciągu pierwszych ośmiu miesięcy 2022 roku, sytuacja była bardziej wyrównana – kontrakty *destination-fixed* stanowiły 53% wolumenu, a *destination-flexible* – 47%. Kontynuacja sentymentu rynku do częstszego zawierania kontraktów *destination-fixed* w roku 2023 i kolejnych oznacza potencjalnie mniejszą elastyczność w możliwościach szybkiego pozyskania LNG przez UE i kraje członkowskie oraz implikuje konieczność dalszego monitorowania rynku LNG pod kątem decyzji w zakresie dywersyfikacji w duchu REPowerEU.

Prognozy cen gazu ziemnego dla UE

Najnowsza dostępna prognoza Banku Światowego⁶⁴ z końca października 2022 roku wskazuje na spadek cen w 2023 oraz 2024 roku, odpowiednio o 20% oraz 30% względem roku 2022. Niemniej jednak, nawet w roku 2024 ceny gazu w UE prognozowane przez Bank Światowy pozostają o niemal 75% wyższe niż w roku 2021 (Rysunek 18). Powyższe pozwala przywołać wskazany wcześniej wniosek, iż w obliczu możliwej kontynuacji napięcia popytowo-podażowego na rynku gazu z najbliższych lat, istotnym elementem pozwalającym obniżyć ceny będzie oszczędność energii metod pozwalających na efektywne zarządzanie popytem konsumentów gazu.

Rysunek 18. Prognozowane ceny gazu ziemnego – dane Banku Światowego



Źródło: Bank Światowy

¹The head of the International Energy Agency has accused Russia of throttling gas supplies to Europe at a time of "heightened geopolitical tensions", implying that Moscow has manufactured an energy crisis for political ends. Fatih Birol said on Wednesday that the IEA believed Russia was holding back at least one-third of the gas it could send to Europe, while depleting Russian-controlled storage facilities on the continent to bolster the impression of tight supplies. "We believe there are strong elements of tightness in the European gas market due to Russia's behaviour," Birol said. "I would note that today's low Russian gas flows to Europe coincide with heightened geopolitical tensions over Ukraine. Por. kluczowe stanowiska i komunikaty IEA w sprawie kryzysu gazowego w Europie, raport opublikowany przez Międzynarodową Agencję Energii: [link](#) oraz informacja opublikowana na oficjalnym portalu dziennika The Guardian: [link](#)

²Należy jednak wskazać, iż Polska dzięki trwającym od ok. piętnastu lat działaniom na rzecz dywersyfikacji dostaw (m.in. budowa terminalu LNG w Świnoujściu, gazociąg GIPL, gazociąg Baltic Pipe) znacząco zmniejszyła stopień uzależnienia od gazu Rosji. Jako kontrast do działań Polski, Niemcy – poprzez Nord Stream 1 i Nord Stream 2 oraz brak inwestycji w terminale LNG – jeszcze w 2021 roku podążali w kierunku wzrostu zależności od Rosji (pierwszy terminal LNG w Niemczech został otwarty dopiero w grudniu 2022 roku). Por. szerzej w sekcji 3.1.1.

³Raport opublikowany przez Międzynarodową Agencję Energii: [link](#)

⁴Kontrakty na dostawę LNG oparte o klauzule typu destination-fixed nie zezwalają na zmianę destynacji (lokalizacji docelowej) danej dostawy LNG lub odsprzedaży innemu importerowi nadwyżki wolumenu tej dostawy względem zapotrzebowania importera objętego kontraktem destination-fixed. W praktyce oznacza to, że dostawa X z kraju A do kraju B nie może zostać przekierowana do kraju C (zamiast B) oraz że odbiorca (kraj) B nie może odsprzedać części wolumenu dostawy X innemu odbiorcy. Kontrakty destination-flexible zezwalają na większy stopień elastyczności.

⁵W ocenie PGNiG w Polsce już istnieje hub gazowy, gdyż po spełnieniu określonych wymogów handel może być realizowany zarówno na giełdzie, jak i w ramach kontraktów bilateralnych. Por. informacja opublikowana w serwisie informacyjnym Rzeczpospolita: [link](#)

⁶Na zasadzie połączeń fizycznych (tzw. interkonektorów) oraz połączeń handlowo-telekomunikacyjnych, w tym pomiędzy Polską a innymi krajami UE – por. sekcję 3.1.1.

⁷Por. np. analizę z grudnia 2022 roku pt. Are European natural gas markets connected? A time-varying spillovers analysis. [link](#)

⁸Produkcja własna UE w 2021 roku (49 mld m³) stanowiła zaledwie 12,3% zużycia. W przypadku Polski, produkcja własna w 2021 roku (3,9 mld m³) stanowiła 18,9% zużycia.

⁹Import rosyjskiego gazu do UE w formie LNG obywateli się od 2018 roku.

¹⁰Por. np. dokumenty opublikowane na oficjalnej stronie Ośrodka Studiów Wschodnich: [link](#) oraz: [link](#); informacja opublikowana na portalu Biznes Alert: [link](#); informacja opublikowana na blogu Sylwestra Łatkowskiego: [link](#)

¹¹Informacja opublikowana na oficjalnej stronie Międzynarodowego Funduszu Walutowego: [link](#)

¹²W dniu 3 stycznia 2006 r. Rada Ministrów podjęła uchwałę nr 3/2006 w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii.

¹³Konieczność działań na rzecz dywersyfikacji dostaw gazu do Polski wiązała się z planowanym na 2022 rok wygaśnięciem trwającego od 1996 roku kontraktu jamalskiego na dostawy z Rosji. Por. informacja opublikowana na portalu Centrum Informacji o Rynku Energii: [link](#)

¹⁴Komunikat opublikowany na oficjalnej stronie Komisji Europejskiej: [link](#)

¹⁵Informacja opublikowana na oficjalnym portalu agencji informacyjnej Reuters: [link](#)

¹⁶Informacja opublikowana na portalu Wirtualny Nowy Przemysł: [link](#)

¹⁷Pierwszy terminal LNG w Niemczech został otwarty dopiero w grudniu 2022 roku – por. informacja opublikowana na portalu informacyjnym Euronews: [link](#)

¹⁸Informacja opublikowana na portalu Biznes Alert: [link](#)

¹⁹Według danych IGU, w okresie kwiecień-listopad 2020 niemal 160 dostaw w ramach światowego rynku LNG zostało odwołanych na skutek pandemii COVID-19.

²⁰Według danych IGU, w początkach 2020 roku spodziewane ostateczne decyzje inwestycyjne (FID) miały dotyczyć terminali skraplających o mocy 87 mtpa. Ostatecznie, FID osiągnięto tylko dla jednego projektu (3,3 mtpa), podczas gdy pozostałe FID przesunięto na rok 2021. W przypadku terminali regazyfikacyjnych, w 2020 roku inwestorzy zdecydowali o przesunięciu rozpoczęcia użytkowania na rok 2021 lub kolejne dla obiektów o łącznej mocy 41 mtpa. Według IGU, na koniec roku 2019 globalna moc terminali skraplających wyniosła 431 mtpa, a moc terminali regazyfikacyjnych wyniosła 821 mtpa.

²¹W kwietniu 2022 roku, Gazprom poinformował o wycofaniu ze spółki Gazprom Germania GmbH, tj. swej spółki zależnej, z aktywami w Niemczech, Wielkiej Brytanii, Szwajcarii i Czechach (informacja opublikowana na oficjalnym portalu agencji informacyjnej Reuters: [link](#). W miejsce Gazprom Germania GmbH powołano SEFE (Securing Energy for Europe GmbH). W listopadzie 2022 roku, rząd Niemiec poinformował o procesie nacjonalizacji SEFE (informacja prasowa, opublikowana na oficjalnej stronie Ministerstwa Gospodarki i Działalności na rzecz Klimatu RFN: [link](#)

²²Magazyn w Rehden to ok. 18% łącznej zdolności magazynowej gazu w skali Niemiec.

²³Dane Komisji Europejskiej (por. informacja prasowa opublikowana na oficjalnej stronie Komisji Europejskiej: [link](#)

²⁴Magazyn w Haidach to ok. 19% łącznej zdolności magazynowej gazu w skali Austrii.

²⁵Por. np. informacja opublikowana na portalu informacyjnym Euractiv: [link](#) lub [link](#)

²⁶Informacja opublikowana na portalu tygodnika The Economist: [link](#)

²⁷Przepustowość Nord Stream 2 (55 mld m³/rok) stanowi ok. 35% wolumenu importu gazu z Rosji przez UE za rok 2021 (145 mld m³ zaimportowane przez gazociągi + 13 mld m³ w formie LNG z Rosji).

²⁸Por. informacja opublikowana na portalu informacyjnym Euractiv: [link](#) oraz: informacja opublikowana na oficjalnej stronie Alliance for Securing Democracy: [link](#) a także: informacja opublikowana na oficjalnym portalu dziennika The Guardian: [link](#)

²⁹Sprawozdanie, opublikowane na oficjalnej stronie Parlamentu Europejskiego: [link](#)

³⁰Komunikat opublikowany na oficjalnej stronie Komisji Europejskiej: [link](#); dokument, opublikowany na oficjalnej stronie Komisji Europejskiej: [link](#)

³¹Por. dokument opublikowany na oficjalnej stronie Komisji Europejskiej: [link](#) oraz dokument towarzyszący planowi REPowerEU („Zewnętrzne zobowiązania energetyczne UE w zmieniającym się świecie”, komunikat opublikowany na oficjalnej stronie Komisji Europejskiej: [link](#)

³²Według REPowerEU, Pakiet „Gotowi na 55” zmniejszyłby zużycie gazu o 30 % (czyli 116 mld m³) do 2030 r.,

³³Scenariusz STEPS (Stated Policies Scenario) opiera się na aktualnych politykach energetyczno-klimatycznych. Scenariusz APS (Announced Pledges Scenario) jest scenariuszem „ambitniejszym” i zakłada, że aspiracje oraz dążenia rządów w zakresie celów redukcji emisji net-zero są spełnione na czas.

³⁴Informacja opublikowana na oficjalnym portalu agencji informacyjnej Reuters: [link](#)

³⁵Informacja opublikowana na portalu informacyjnym Euractiv: [link](#)

³⁶Informacja opublikowana na oficjalnym portalu agencji informacyjnej Reuters: [link](#)

³⁷Informacja opublikowana na portalu informacyjnym Euractiv: [link](#)

³⁸Informacja opublikowana na oficjalnym portalu agencji informacyjnej Reuters: [link](#)

³⁹Raport, opublikowany na oficjalnej stronie międzynarodowej organizacji ENTSG: [link](#)

⁴⁰Opierając się na danych, podanych na oficjalnej stronie operatora przesyłowego Fluxys: [link](#)

⁴¹Według oficjalnych danych, opublikowanych na stronie Norskpetroleum.no: [link](#), maksymalne zdolności eksportowe gazociągów z Norwegii do Europy (UE + UK to ok. 120 mld m³/rok).

⁴²Według prognoz opublikowanych na stronie Norskpetroleum.no: [link](#), produkcja gazu przez Norwegię w horyzoncie 2026 roku utrzymywać się będzie na poziomie ok. 120 mld m³/rok.

⁴³Obliczone jako maksymalne zdolności eksportowe z Norwegii do Europy (122 mld m³/rok) pomniejszone o import gazu norweskiego przez UK (32 mld m³ za rok 2021).

⁴⁴W oparciu o dane GIS „North Africa's natural gas: No panacea for the EU”, opublikowane na oficjalnej platformie informacyjnej Geopolitical Intelligence Services: [link](#)

⁴⁵W oparciu o dane IMF, podane na oficjalnej stronie Międzynarodowego Funduszu Walutowego: [link](#)

⁴⁶W obliczu skokowego wzrostu produkcji gazu w 2021 roku (+19 mld m³ względem 2020 r.) oraz rosnącego zapotrzebowania krajowego na gaz w Algierii (+2 mld m³ względem 2020 r.), ale też zamknięcia gazociągu Maghreb (11 mld m³/rok) w październiku 2021 roku, przyjęto, iż maksymalny możliwy do zrealizowania wzrost podaży dla UE to 17 mld m³ (różnica między wzrostem produkcji a popytu krajowego). Należy także wspomnieć, że na rok 2023 oraz 2024 Włochy oraz Algieria podpisały umowę na zwiększenie dostaw o 9 mld m³/rok. Por. informacja, opublikowana na oficjalnej platformie informacyjnej Geopolitical Intelligence Services: [link](#); informacja z oficjalnej strony Economist Intelligence Unit: [link](#), informacja opublikowana na portalu Oilprice: [link](#) oraz: informacja na portalu informacyjnym Politico: [link](#), informacja prasowa, opublikowana na oficjalnej stronie koncernu Eni: [link](#)

⁴⁷W oparciu o dane IMF, podane na oficjalnej stronie Międzynarodowego Funduszu Walutowego: [link](#)

⁴⁸Według analizy The Royal United Services Institute for Defence and Security Studies (RUSI), o ile zwiększenie dostaw do UE nie powinno stanowić problemów technicznych (nie wymaga to przebudowy gazociągu, a jedynie instalacji dodatkowych kompresorów), o tyle problemem może być szybkie zwiększenie produkcji w Azerbejdżanie, aby pokryła ona zapotrzebowanie na eksport do UE (Komentarz na oficjalnej stronie think tanku RUSI [Royal United Services Institute]: [link](#)

⁴⁹The EU's overall LNG import capacity is significant (around 157 bcm in regasified form per year) – enough to meet around 40% of total gas demand. However, access to LNG infrastructure is uneven across the EU (dane opublikowane na oficjalnej stronie Rady Unii Europejskiej: [link](#)

⁵⁰W oparciu o dane IMF (por. wyżej).

⁵¹Dokument opublikowany na oficjalnej stronie stowarzyszenia Gas Infrastructure Europe: [link](#)

⁵²W październiku oraz listopadzie 2022 roku u wybrzeży Europy na rozładunek oczekiwało ponad 30 metanowców. Por. informacja opublikowana na oficjalnym portalu agencji informacyjnej Reuters: [link](#) oraz publikacja na witrynie internetowej dziennika Financial Times: [link](#)

⁵³Pomiędzy Hiszpanią i Francją istnieje tylko jeden interkonektor o mocy 7,2 mld m³/rok.

⁵⁴Chemikalia używane w procesie nawaniania gazu we Francji nie są używane w Niemczech, ponieważ nie są kompatybilne z niemieckimi procesami przemysłowymi.

⁵⁵How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023, raport opublikowany przez Międzynarodową Agencję Energii: [link](#)

⁵⁶Według IEA, popyt UE na gaz ziemny w 2022 roku wyniósł 360 mld m³.

⁵⁷Informacja, opublikowana na oficjalnym portalu Polskiej Agencji Prasowej: [link](#)

⁵⁸Komentarz na oficjalnej stronie think tanku RUSI (Royal United Services Institute): [link](#)

⁵⁹Publikacja na oficjalnej stronie Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSG): [link](#)

⁶⁰Artykuł opublikowany na oficjalnym portalu agencji informacyjnej Reuters: [link](#)

⁶¹Ok. 138 mtpa w horyzoncie roku 2027, z tego ok. 104 mtpa bez uwzględnienia terminali w Rosji. Dane za raportem, opublikowanym na oficjalnej stronie Międzynarodowej Unii Gazowej: [link](#)

⁶²Według danych BP, średnia za 3 ostatnie lata to 6,3%, za 5 ostatnich lat to 7,7%, za 7 ostatnich lat to 6,5% oraz za 10 ostatnich lat to 4,7%.

⁶³Raport opublikowany na oficjalnej stronie Międzynarodowej Agencji Energii: [link](#)

⁶⁴Publiczny dokument opublikowany na oficjalnej stronie Banku Światowego: [link](#)



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

WWW.JAGIELLONSKI.PL