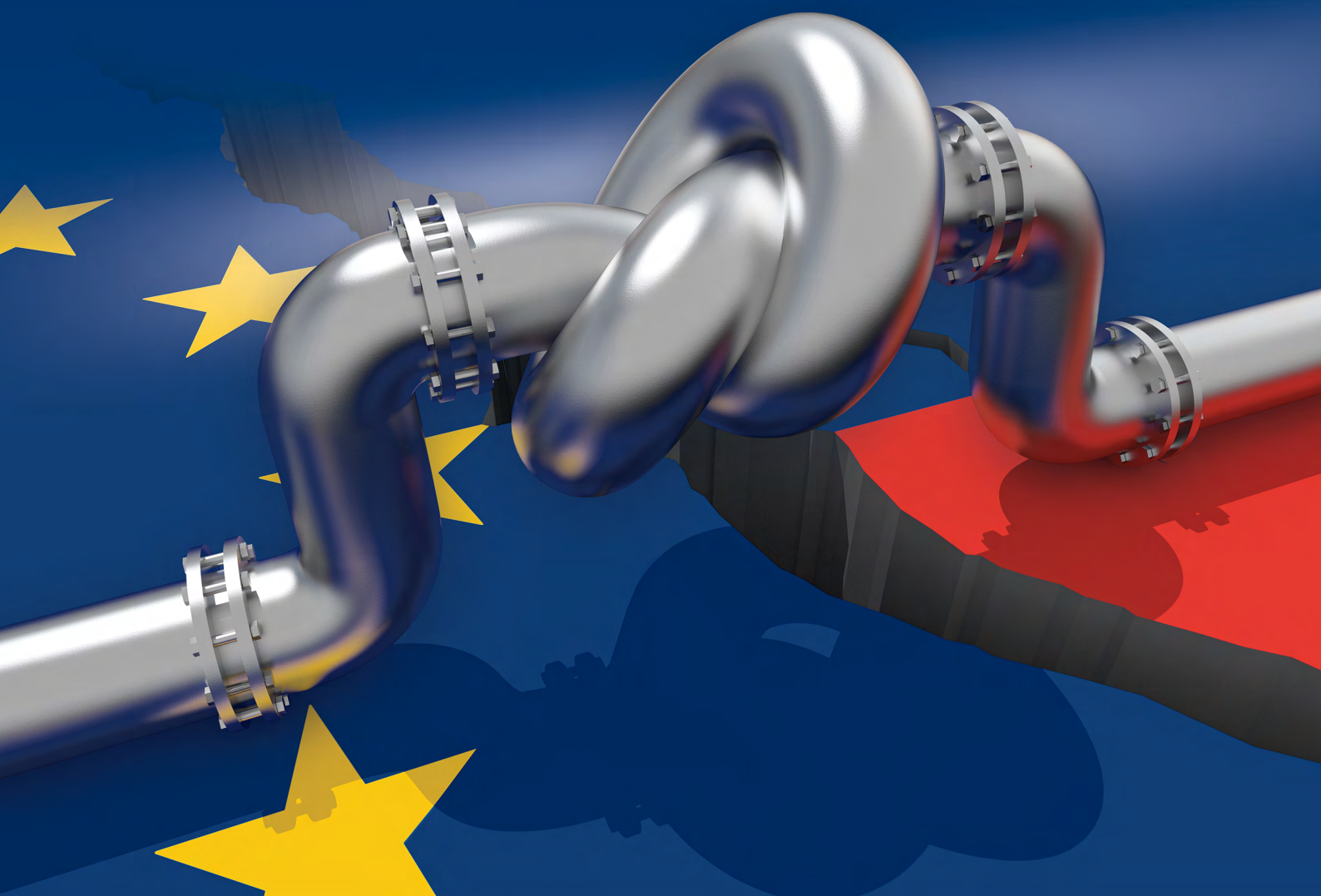


**RAPORT**

# **GAZ ZAKŁADNIKIEM GEOPOLITYKI**

Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne  
w Unii Europejskiej w aspekcie oddziaływania  
czynników geopolitycznych



# GAZ ZAKŁADNIKIEM GEOPOLITYKI

Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej  
w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych

---

Nadzór  
merytoryczny:

DR MARCIN SIENKIEWICZ

Recenzja:

DR HAB. MARIUSZ RUSZEL, PROF. POLITECHNIKI RZESZOWSKIEJ

Autorzy:

DR MARCIN SIENKIEWICZ  
REMIGIUSZ NOWAKOWSKI  
DR KAMILA TARNACKA  
PAWEŁ TUROWSKI  
JAKUB BARTOSZEWSKI  
DR ANNA MIKULSKA



© Copyright by Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych,  
Wszelkie prawa zastrzeżone.  
Wrocław, grudzień 2022 r.  
ISBN: 978-83-959718-4-6



Niniejszy raport powstał przy wsparciu European Climate Foundation.  
Odpowiedzialność za informacje i poglądy w nim przedstawione spoczywa  
na autorach. European Climate Foundation nie ponosi odpowiedzialności  
za wykorzystanie jakichkolwiek zawartych lub wyrażonych w nim treści.

DR MARCIN SIENKIEWICZ  
REMIGIUSZ NOWAKOWSKI  
DR KAMILA TARNACKA  
PAWEŁ TUROWSKI  
JAKUB BARTOSZEWSKI  
DR ANNA MIKULSKA

---

## **GAZ ZAKŁADNIKIEM GEOPOLITYKI**

Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej  
w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych

---



Dolnośląski Instytut  
Studiów Energetycznych

**WROCŁAW**  
**GRUDZIEŃ**  
**2022**

## Spis treści

Słowo wstępne od prezesa Urzędu Regulacji Energetyki	6
Słowo wstępne od prezesa zarządu DISE	8
<b>Executive Summary</b>	<b>10</b>
Wykaz skrótów	14
<b>Wprowadzenie</b>	<b>16</b>
Rozdział 1.	
<b>Rynki gazu Unii Europejskiej w kryzysie</b>	<b>22</b>
1.1. Stan rynków gazu ziemnego w Unii Europejskiej przed kryzysem	23
1.2. Kryzys gazowy 2021-2022 w Unii Europejskiej	37
1.3. Konsekwencje kryzysu gazowego dla Unii Europejskiej	42
1.4. Ocena sytuacji	46
Rozdział 2.	
<b>Geopolityczne uwarunkowania funkcjonowania energetyki gazowej w UE</b>	<b>50</b>
2.1. Znaczenie czynnika geopolitycznego dla dostaw gazu ziemnego	51
2.2. Federacja Rosyjska. Eksport gazu ziemnego jako kluczowy element realizacji celów strategicznych państwa rosyjskiego	60
2.3. Stany Zjednoczone. Gaz ziemny a strategiczna współpraca Stanów Zjednoczonych i Unii Europejskiej	71
2.4. Chińska Republika Ludowa. Chiny - rosnący w siłę gracz na globalnym rynku gazu	76
2.5. Turcja. Turecka strategia stworzenia transregionalnego hubu gazowego	79
2.6. Zatoka Perska. Potencjał i ryzyka związane z pozyskiwaniem gazu z regionu Zatoki Perskiej	85
Rozdział 3.	
<b>Polityka Unii Europejskiej wobec paliwa gazowego w kontekście oddziaływania uwarunkowań geopolitycznych</b>	<b>90</b>
3.1. Polityka Unii Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa rynków gazu do 2019 r.	91
3.2. Odpowiedź Unii Europejskiej na kryzys gazowy w 2022 r.	103
3.3. Znaczenie polityki klimatycznej UE w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego UE	121



## Rozdział 4.

**Alternatywne wobec Rosji źródła dostaw gazu do UE 128**

4.1.	Dostawcy europejscy	129
4.2.	Dostawcy z Ameryki Północnej i Karaibów	132
4.3.	Dostawcy z regionu Zatoki Perskiej	139
4.4.	Dostawcy z Afryki	146
4.5.	Dostawcy z regionu Morza Kaspijskiego i Azji Centralnej	148
4.6.	Dostawcy z Australii i Malezji	156

## Rozdział 5.

**Perspektywy zbilansowania rynków gazu UE 162**

5.1.	Analiza rocznych prognoz podaży ENTSO-G na lata 2022/2023	163
5.2.	Analiza trendów: dane historyczne i średnioterminowa przyszłość	171
5.3.	Potencjał LNG	174

## Rozdział 6.

**Perspektywy dla pomostowej roli gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej 180**

6.1.	Analiza w zakresie aktualnych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o gaz ziemny	181
------	--	-----

**Podsumowanie, pozostałe uwagi, wnioski, rekomendacje 198****Autorzy Raportu 206**

## Słowo wstępne od Rafała Gawina, prezesa Urzędu Regulacji Energetyki



Jesteśmy świadkami kryzysu, który na nowo definiuje kwestie związane z funkcjonowaniem rynków energii elektrycznej i gazu, bezpieczeństwa energetycznego, transformacji energetycznej, ale również polityk międzynarodowych wielu państw Unii Europejskiej. Problemy, które obserwujemy na rynku gazu w UE, spowodowane uzależnieniem od dostaw błękitnego paliwa z Rosji, wywołują pytania o przyszłość sektorów, które uzależnione są od ciągłości dostaw gazu oraz o przyszłość i znaczenie tego paliwa w procesie transformacji. Zmuszają nas również do rozszerzenia obszaru zainteresowania o regiony, które do tej pory rzadko były uwzględniane w analizach. Dotychczas Europa polegała na „tradycyjnych” dostawach gazu bazujących na jego przesyłce gazociągami, a gaz LNG - ze względu na swoją cenę - nie wydawał się tak kuszącą alternatywą. Uczynienie przez Rosję gazu narzędziem polityki, a następnie wybuch wojny na Ukrainie, spowodowały urealnienie znaczenia pojęcia „dywersyfikacji” dla bezpieczeństwa energetycznego.

Autorzy raportu bardzo rzetelnie i celnie analizują geopolityczne uwarunkowania funkcjonowania energetyki gazowej w UE oraz wpływ tych uwarunkowań na politykę energetyczną Unii. W wielu państwach konsekwencje uzależnienia od Rosji doprowadziły do niebezpiecznego wzrostu cen, nie tylko na rynku gazu, ale również energii elektrycznej.

Ograniczenie dostaw gazu przez Gazprom spowodowało ogromne wzrosty cen tego paliwa, a w konsekwencji część przedsiębiorstw przemysłowych zdecydowała się na ograniczenie produkcji. W wielu państwach cena energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach gazowych „ustała” cenę krańcową energii elektrycznej. Stąd drastycznie wzrosły również ceny energii elektrycznej. W odpowiedzi na tak ogromną dynamikę zmian, wiele państw UE wprowadziło szereg instrumentów łagodzących skutki wzrostu cen energii elektrycznej i gazu dla odbiorców końcowych (ustawa regulacja cen, *revenue cap*, podatki od nadmiarowych zysków itd.). Zredefiniowana została również rola gazu jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej.

W odpowiedzi na postępujący kryzys w maju 2022 r. Komisja Europejska opublikowała dokument *REPowerEU*, który zakłada oszczędzanie energii, jej ekologiczną produkcję oraz dywersyfikację dostaw. Komisja proponuje podniesienie unijnego celu w zakresie odnawialnych źródeł energii na 2030 r. z obecnych 40 proc. do 45 proc.

Odejście od paliwa gazowego i szybki rozwój źródeł odnawialnych będą wymagały ogromnych inwestycji w elektroenergetyczne systemy przesyłowe i dystrybucyjne. W przypadku rynku polskiego odpowiedzią na te wyzwania jest podpisana w listopadzie br. z inicjatywy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*. To porozumienie sektorowe wpisuje się w proces modernizacji, cyfryzacji oraz dostosowania dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych do nowej architektury rynku energii opartej w coraz większym stopniu o źródła rozproszone o znaczącym udziale OZE.

Ograniczenie znaczenia źródeł konwencjonalnych wymaga rozwoju technologii magazynowania energii, co z kolei jest czasochłonne. Dlatego, by utrzymać niezakłócone dostawy energii elektrycznej, gaz w mojej ocenie nadal będzie stanowił ważny element miksu energetycznego. W tym kontekście istotnego znaczenia nabiera rynek LNG. Na uwagę zasługuje m.in. przedstawiona w raporcie analiza alternatywnych wobec Rosji źródeł dostaw tego gazu do UE, w szczególności z regionów Europy, Ameryki Północnej i Karaibów, Zatoki Perskiej, Afryki, regionu kaspijskiego/Azji Centralnej oraz z Australii i Malezji.

Warto tu zaznaczyć, że o ile Polska, dzięki budowie Terminala LNG w Świnoujściu i nowych połączeń gazowych (przede wszystkim Baltic Pipe), jest przygotowana na zmianę kierunku dostaw, o tyle dla wielu państw UE dość nagle rozpoczął się okres intensywnych poszukiwań nowych kierunków dostaw.

„Kryzys to zbyt straszna rzecz, żeby go zmarnować” - powiedział Paul Romer, laureat Nagrody Nobla z ekonomii. Trzeba jednak pamiętać, że o tym jak wykorzystamy ten kryzys i czy go nie zmarnujemy, zdecydujemy my sami. W tym kontekście Raport DISE to bardzo cenny głos w dyskusji na temat przyszłego kształtu rynku. Od wyników tej dyskusji oraz decyzji podejmowanych przez ustawodawcę będzie zależeć czy zachowana zostanie ciągłość dostaw energii elektrycznej i gazu na konkurencyjnym rynku czy też będziemy zaskakiwani przez „chwilowe anomalie”. Gorąco wierzę, że rynek energii wyjdzie z obecnego kryzysu doświadczony i mądrzejszy, co w dłuższej perspektywie uda się przekuć w sukces.

**Rafał Gawin**

prezes Urzędu Regulacji Energetyki

## Słowo wstępne od Remigiusza Nowakowskiego, prezesa zarządu DISE



Szanowni Państwo,

Mijają dwa lata od publikacji opracowanego przez zespół autorski DISE raportu „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce”, w którym podjęliśmy próbę odpowiedzi na pytanie – kiedy Polska może osiągnąć neutralność klimatyczną oraz jaką rolę w tym procesie powinien odegrać gaz ziemny?

W tym czasie na rynkach energii doświadczyliśmy ogromnej zmiany wywołanej potężnym kryzysem energetycznym, który jest następstwem napaści Rosji na Ukrainę i wykorzystania przez agresora infrastruktury gazowej do szantażu energetycznego wobec państw Unii Europejskiej. Trwający wciąż w Europie kryzys energetyczny spowodował zmianę sposobu postrzegania surowców energetycznych, a w szczególności gazu ziemnego jako towaru poddanego jedynie grze rynkowej i wymusił uwzględnienie w strategiach energetycznych krajów UE czynników geopolitycznych wpływających istotnie na dostępność i ceny tego paliwa.

Jednocześnie mamy do czynienia z niezmiennie postępującym megatrendem dekarbonizacji europejskich i światowych gospodarek, który w powiązaniu z regulacjami, m.in. z polityką „Europejskiego Zielonego Ładu”, wymusza odwołanie od wykorzystywania węglowodorów, zwłaszcza węgla, jako paliw służących do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Mało tego, w opublikowanym przez Komisję Europejską w odpowiedzi na kryzys energetyczny dokumencie „REPowerEU” pojawia się postulat przyspieszenia transformacji energetycznej i wykorzystania OZE do szybszego uniezależnienia się od paliw kopalnych importowanych do krajów członkowskich spoza UE.

Cechą charakterystyczną miksów energetycznych krajów UE jest ich zróżnicowanie pod względem paliwowym oraz czasu, w którym rozpoczęły się procesy zmian prowadzące do obniżenia emisyjności konkretnych gospodarek. Dlatego też podejście do wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa prze-

ściowego w transformacji energetyki w poszczególnych państwach może się istotnie różnić. Biorąc pod uwagę Polskę, w której wciąż ponad 70% energii elektrycznej i ciepła wytwarzane jest z węgla brunatnego i kamiennego, wykorzystanie gazu w procesie transformacji jest procesem nieuniknionym (co najmniej w perspektywie kolejnych 10 lat) i bardzo pożądanym nie tylko z punktu widzenia możliwości relatywnie szybkiego obniżenia emisyjności generacji węglowej, ale również stymulowania dynamiki rozwoju odnawialnych źródeł energii dzięki wysokiej elastyczności technologii generacji bazującej na gazie.

Pojawia się zatem pytanie, czy w zmienionych kryzysem energetycznym realiach geopolitycznych i ekonomicznych zasadne jest dalsze wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa pomostowego w procesie transformacji energetycznej. A jeśli tak, to w jakim zakresie, pod jakimi warunkami i z uwzględnieniem jakich ryzyk? Jedną z kluczowych kwestii, którą należy rozważyć, odpowiadając na tak postawione pytania, jest możliwość zapewnienia wymaganych ilości paliwa po akceptowalnym koszcie z nowych kierunków dostaw przy zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego oraz z uwzględnieniem kluczowych ryzyk, w tym globalnego popytu na to paliwo.

Dlatego też, kontynuując współpracę z European Climate Foundation, poddaliśmy powyższe kwestie szerokiej analizie w niniejszym raporcie, który mamy przyjemność oddać w Państwa ręce. Mamy nadzieję, że lektura tego opracowania pozwoli czytelnikom wyrobić sobie pogląd na to, jak powinno wyglądać wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej, a w szczególności w Polsce, z uwzględnieniem czynników geopolitycznych. Naszym celem było zderzenie dwóch istotnych elementów poznawczych, jakimi są szeroko rozumiana geopolityka oraz rynek determinowany relacją podaży i popytu. Jesteśmy przekonani, że analiza przeprowadzona przez zespół międzynarodowych ekspertów w sposób możliwie dogłębny poddaje ocenie kluczowe czynniki mające wpływ na strategiczny wybór, jakim jest zastosowanie paliwa gazowego w transformacji energetycznej w zmienionych kryzysem energetycznym warunkach rynkowych.

Życząc Państwu przyjemnej lektury, chciałbym serdecznie podziękować za doskonałą współpracę całemu zespołowi autorskiemu, naszemu grantodawcy – ECF z panią dr Katarzyną Harpak i panem Antonim Bielewiczem na czele, a także naszym partnerom z amerykańskiego think-tanku Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), a w szczególności panu Clarkowi Williamsowi-Derry'emu, z którym mieliśmy przyjemność prowadzić fascynujące dyskusje na temat globalnych rynków gazu.

**Remigiusz Nowakowski**

*prezes zarządu Dolnośląskiego Instytutu  
Studiów Energetycznych*

## Executive Summary

- » **Oddziaływanie czynników geopolitycznych znacząco pogorszyło perspektywy dla energetyki gazowej w Unii Europejskiej i w Polsce. Wybór gazu ziemnego jako paliwa zastępującego węgiel w okresie przejściowym w Polsce nie jest już tak oczywisty jak w 2020 r.** (przed inwazją Rosji na Ukrainę), gdy publikowaliśmy raport „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce”.
- » **Docelowo redukcja zapotrzebowania na gaz ziemny w Europie jest możliwa i niezbędna, aby zmniejszyć ryzyko pogłębienia się kryzysu energetycznego wywołanego przez wskazane czynniki geopolityczne oraz zapewnić osiągnięcie celów klimatycznych UE.** Będzie to możliwe głównie poprzez szybsze wdrażanie środków efektywności energetycznej, przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii i czystego ciepłownictwa opartego m.in. na pompach ciepła.
- » Aktualny kryzys dotyczący rynki gazu i szerzej sektor energetyki w Europie, jest **zjawiskiem wywołanym i napędzanym przez czynniki geopolityczne. Użycie gazu jako środka nacisku wobec UE przez Rosję stało się możliwe dzięki silnemu uzależnieniu większości państw członkowskich od gazu importowanego z tego kraju.** W latach 2014-2019 całkowity import UE z Rosji wzrósł ze 125 mld m<sup>3</sup> w 2014 r. do 194 mld m<sup>3</sup> w 2019 r. Spadek do 158 i 163 mld m<sup>3</sup> nastąpił dopiero w latach 2020-2021.
- » Wykorzystywany w Unii Europejskiej **gaz ziemny jest w większości importowany spoza jej terenu, a udział rosyjskiego surowca w imporcie do UE oscylował, w badanym okresie (2014-2021 r.), pomiędzy 40% a 50% rocznie.** Dlatego, w celu uniknięcia wysokiej zależności od państw trzecich i ryzyk z tym związanych, a także faktu, iż gaz ziemny jest paliwem emisyjnym, należy w długiej perspektywie zredukować do minimum jego wykorzystanie w UE.
- » Diagnozując sytuację obecną, dochodzimy do wniosku, iż **bez dostaw rosyjskiego gazu i braku jakichkolwiek środków zaradczych, około 18 mld m<sup>3</sup> rocznego zapotrzebowania UE w r. gazowym 2022/23 może być zagrożone (luka podażowa).** Przy założeniu braku dostaw gazu z nowych źródeł w horyzoncie 2025 r. brak dostaw z Rosji mógłby doprowadzić do rocznych niedoborów gazu w całej UE w wysokości 30, 59, a nawet 98 mld m<sup>3</sup>, w zależności od średnioterminowego rozwoju popytu.
- » Ograniczenia dostaw rosyjskiego gazu do poszczególnych państw i kontrahentów w Europie **doprowadziły do drastycznego wzrostu cen** – w sierpniu 2022 r. cena gazu na europejskim rynku hurtowym sięgała niemal 300 EUR/MWh. **W konsekwencji rekordowych wzrostów nastąpił także niespotykany do tej pory skok cen energii elektrycznej.** Dlatego dla ograniczenia ryzyka zmienności cen energii w długiej perspektywie należy dążyć do ograniczenia udziału gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w Europie.



- » W zakresie analizy LCOE w oparciu o aktualne założenia cen paliwa, cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i wymaganych nakładów inwestycyjnych (CAPEX) wyniki wskazują, że **nowe moce wytwórcze oparte na gazie będą charakteryzować się bardzo wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej**. Najniższe LCOE dla elektrowni CCGT z kosztami CO<sub>2</sub> 70 EUR/t i gazu 30 EUR/MWh szacuje się na ok. 134,6 EUR/MWh. W przypadku skrajnie wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i gazu ziemnego (odpowiednio 145 EUR/t i 150 EUR/MWh) LCOE może sięgnąć nawet 386,4 EUR/MWh. **LCOE elektrowni gazowych w technologii CCGT w najbardziej optymistycznym wariantcie jest ponad dwukrotnie wyższe niż dużych farm wiatrowych czy fotowoltaicznych, a przy wysokich cenach gazu i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> może to być nawet ponad czterokrotna różnica.**
- » Trend jest podobny w przypadku LCOH, ale różnice pomiędzy kosztami źródeł gazowych, a OZE są mniejsze niż dla LCOE. **W scenariuszu średnich i wysokich cen gazu** (odpowiednio 75 EUR/MWh i 150 EUR/MWh) w połączeniu z wysokimi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (145 EUR/t) zakładanymi na 2030 r., **zarówno kotły gazowe jak i elektrociepłownie gazowe stają się droższe od wybranych jednostek OZE – pomp ciepła, systemów solarnych, czy kotłów biomasowych.**
- » **Wyniki analiz LCOE pokazują, że zwłaszcza aktualne decyzje inwestycyjne o budowie nowych elektrowni gazowych podejmowane przez krajowe firmy energetyczne obarczone są wysokim poziomem ryzyka** mając na uwadze zwłaszcza niepewność związaną z cenami gazu w długim okresie oraz rosnące koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Powyższe czynniki rodzą **ryzyko braku rentowności tych jednostek w perspektywie długoterminowej i powstania kosztów osieroconych po stronie inwestorów**, nawet przy założeniu wsparcia z rynku mocy, które nie pokryje jednak w pełni wysokich kosztów zmiennych.
- » Wysoki poziom uzależnienia od gazu importowanego z Rosji, w zderzeniu z kryzysem energetycznym i ograniczeniem dostaw gazu rurociągowego do państw członkowskich **doprowadził w 2022 r. do osiągnięcia nienotowanego w okresie ostatnich 20 lat poziomu 10% inflacji w strefie euro, a w niektórych krajach UE nawet do przekroczenia 20%**. Analizując przebieg obecnego kryzysu gazowego, który dotyka Unię Europejską można dostrzec wyraźną analogię z wydarzeniami 1973 r., czyli kryzysem naftowym.

## REKOMENDACJE I WNIOSKI:

- » Wspólnym wnioskiem dla wszystkich krajów UE jest **pilne zwiększenie efektywności energetycznej i wygenerowanie możliwie największych oszczędności w wykorzystaniu energii**, w tym tej pochodzącej z wykorzystania gazu ziemnego, a także przyspieszenie inwestycji w rozwój OZE.
- » **W perspektywie krótkoterminowej** należy dążyć do **pełnego wyeliminowania rosyjskiego gazu z rynku europejskiego i dywersyfikacji dostaw tego surowca**. Działanie to będzie w dużej mierze oparte o współpracę gospodarczą z USA i Norwegią. Współpraca z alternatywnymi partnerami nie oznacza jednak całkowitego wyeliminowania ryzyk geopolitycznych oraz rynkowych.
- » Stany Zjednoczone w ramach partnerstwa euroatlantyckiego będą odgrywały pozytywną rolę w zakresie umacniania bezpieczeństwa Unii Europejskiej oraz stabilizacji na europejskich rynkach gazu

ziemnego. **Problemem dla bezpieczeństwa UE są jednak wąskie gardła w zakresie zdolności przesyłowych pomiędzy rynkami państw członkowskich, które zwiększają ryzyko znacznych regionalnych niedoborów gazu, a także ograniczenia wynikające z konieczności zawarcia długoterminowych kontraktów gwarantujących dostęp do infrastruktury LNG oraz akceptacja wyższego poziomu cen gazu zza Atlantyku.**

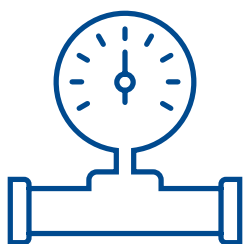
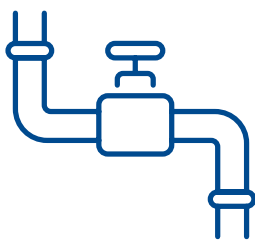
- » W efekcie znacznego obniżenia konsumpcji gazu, dywersyfikacji dostaw oraz zapełnienia magazynów ceny gazu w UE sukcesywnie spadają od sierpnia 2022 r., na co wpływ ma **korzystna sytuacja pogodowa (łagodna zima) oraz skuteczność działań wynikających z wdrożenia mechanizmów zarządzania kryzysowego przewidzianych m.in. w pakiecie REPowerEU, które należy kontynuować.**
- » Najpewniejszym rozwiązaniem dla europejskich rynków gazu w zakresie dywersyfikacji są dostawy gazu skroplonego. **Istniejące na świecie terminale eksportowe LNG umożliwiają pełne zastąpienie surowca dostarczanego do UE przez Rosję.** Oznacza to jednak konieczność stałej konkurencji cenowej UE z rynkami w Azji i prawdopodobnie wyższe niż przed kryzysem ceny energii.
- » Zgodnie z danymi ENTSOG, **maksymalny potencjał dostaw gazu ziemnego do UE (z wyłączeniem dostaw gazociągów i LNG z Rosji) wynosi ok. 349 mld m<sup>3</sup> rocznie** w podziale na maksymalnie 152 mld m<sup>3</sup>/rok LNG i 197 mld m<sup>3</sup>/rok gazu rurociągowego. Teoretycznie jest to potencjał pozwalający na pokrycie zapotrzebowania krajów UE przy założeniu dotrzymania deklaracji zmniejszenia zapotrzebowania, ale skutkiem może być konieczność poniesienia wyższych kosztów wynikających z wpływu globalnych relacji popytu i podaży na ceny LNG.
- » **Zabezpieczenie dodatkowych dostaw gazu skroplonego w połączeniu z wewnątrzunijnymi usprawnieniami w transporcie gazu może zmniejszyć ryzyko niedoborów gazu w sezonie 2022/23 do ok. 6 mld m<sup>3</sup>** (w porównaniu do ok. 18 mld m<sup>3</sup> w przypadku bazowym). Jednak odbudowa popytu na LNG poza UE po pandemii COVID-19, a także ograniczenia handlowe i ograniczone globalne zdolności eksportowe gazu skroplonego („ciasność” globalnego rynku) powodują znaczną niepewność co do tego, czy UE będzie w stanie zabezpieczyć dodatkowe dostawy LNG.
- » Przy założeniu kontynuacji braku dostaw z Rosji, w średnim terminie (rok 2023 i 2024) może pojawić się ryzyko niedoboru od 21-26 do nawet 77-88 mld m<sup>3</sup> gazu w całej UE. **Zaspokojenie tego wolumenu z globalnego rynku LNG w roku gazowym 2023-2024 może okazać się bardzo trudne. Wyniki analizowanych przez nas wariantów pokazują, że w latach 2023-2024 nadwyżka globalnej podaży nad popytem LNG mieści się pomiędzy zaledwie 2 a 16 mld m<sup>3</sup> (2023 r.) oraz 5-10 mld m<sup>3</sup> (2024 r.).**
- » Do poprawy sytuacji w sezonie 2022/23 przyczyniło się **osiągnięcie docelowego poziomu wypełnienia magazynów gazu w UE w wysokości 80-90%** do 1 października 2022 r. (w grudniu 2022 ten poziom wynosił średnio 88% w UE), zmniejszając w ten sposób ryzyko ograniczeń podaży.
- » Istotnym wyzwaniem, zależnym w dużej mierze od warunków pogodowych, będzie uzyskanie podobnego poziomu zapełnienia magazynów gazu przed rozpoczęciem sezonu grzewczego 2023/24. **Po-nownego zrównoważenia rynków gazu UE można oczekiwać w średnim horyzoncie czasowym - do 2025-2026 r.,** przede wszystkim dzięki wykorzystaniu potencjału światowego sektora LNG.



- » **W perspektywie średnioterminowej** podtrzymujemy założenie wynikające z modelowania przeprowadzonego w naszym poprzednim raporcie, że **udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w Polsce będzie rósł w kolejnych latach i może wynieść co najmniej 34 TWh perspektywie do 2035 r. (w porównaniu do 13,4 TWh w 2021 r.)**. Szacunki przyjęte w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040), dla scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zakładają osiągnięcie w tej perspektywie poziomu ok. 67 TWh generacji energii elektrycznej z gazu.
- » Można założyć, że obok zainstalowanych obecnie w KSE ok. 3,2 GW mocy gazowych, powstanie jeszcze ok. 4-5 GW nowych mocy opalanych tym paliwem, z czego większość została już zakontraktowana w aukcjach rynku mocy po 2025 roku. W fazie planowania jest dodatkowo ok. 3 GW, co odpowiada założeniom przyjętym w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. **Ta tendencja będzie wynikała głównie z rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarce (trend elektryfikacji), potrzeb bilansowych KSE oraz sukcesywnego wycofywania bloków węglowych po 2025 r., kiedy zakończone zostanie wsparcie dla elektrowni węglowych w ramach rynku mocy.**
- » **W okresie 2035-2050 udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w Polsce powinien systematycznie spadać** na rzecz wykorzystania OZE z technologiami magazynowania energii, biometanu oraz zielonego wodoru, a także bez emisyjnych technologii jądrowych. Nowe bloki gazowe powinny być wyposażone w urządzenia typu „dual fuel”, umożliwiające spalanie obok gazu ziemnego również gazów zdekarbonizowanych.
- » Biorąc pod uwagę paradygmat klimatyczny i wynikającą z niego walkę z emisyjnością gospodarki, **gaz ziemny pozostaje (w przypadku Polski) wyborem „mniejszego zła” względem wysokoemisyjnej energetyki węglowej. Rekomenduje się, w szczególności w elektroenergetyce, wykorzystanie technologii OCGT w celu wsparcia potrzeb bilansowych KSE i zapewnienia współpracy z dynamicznie rozwijającymi się źródłami odnawialnymi.**
- » Konieczne jest przyspieszenie **zastępowania gazu ziemnego biometanem oraz zielonym wodorem produkowanym na terytorium UE, a więc paliwami bez emisyjnymi o charakterze lokalnym. Do 2030 r. przewiduje się, że zrównoważona produkcja biometanu osiągnie poziom 35 mld m<sup>3</sup>, w stosunku do ok. 18 mld m<sup>3</sup> obecnie (biogaz i biometan łącznie)**. Będzie to możliwe dzięki rozwojowi odpowiedniej infrastruktury wymagającej nakładów w wysokości co najmniej 37 mld EUR. Jednocześnie należy dążyć do szybkiego zastępowania gazu w ogrzewnictwie indywidualnym i lokalnym ciepłownictwie w Polsce poprzez wsparcie dla rozwoju alternatywnych technologii w postaci pomp ciepła oraz geotermii.
- » Zgodnie z założeniami Komisji Europejskiej, **do 2030 r. produkcja wodoru wewnątrz Unii Europejskiej powinna osiągnąć poziom 20 mln ton**, a drugie tyle ma być importowane. **Ostatecznie technologia wodorowa ma zastąpić zapotrzebowanie na gaz ziemny, węgiel i ropę naftową w przemyśle oraz transporcie**. Błędy popełnione w zakresie systemu dostaw gazu na rynki europejskie nie mogą zostać powtórzone w przypadku rynku wodoru odnawialnego. Ewentualny import wodoru odnawialnego powinien zostać oparty o zasadę pełnej dywersyfikacji kontrahentów i kierunków dostaw.

## Wykaz skrótów

<b>ASEAN</b>	– Association of South-East Asian Nations (pol. Stowarzyszenie Narodów Azji Południowo-Wschodniej)
<b>Bcm</b>	– miliard metrów sześciennych
<b>CAPEX</b>	– capital expenditures (pol. wydatki kapitałowe)
<b>CEE</b>	– Europa Środkowo-Wschodnia
<b>CIA</b>	– Central Intelligence Agency (pol. Centralna Agencja Wywiadowcza)
<b>EIA</b>	– Energy Information Administration (pol. Administracja Informacji Energetycznej)
<b>ENTSOG</b>	– Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu
<b>FR</b>	– Federacja Rosyjska
<b>FSRU</b>	– Floating Storage Regasification Unit (pol. pływająca jednostka magazynowania i regazyfikacji)
<b>GECF</b>	– Gas Exporting Countries Forum (pol. Forum Państw Eksportujących Gaz)
<b>IEA</b>	– International Energy Agency (pol. Międzynarodowa Agencja Energii)
<b>IGU</b>	– International Gas Union (pol. Międzynarodowa Unia Gazowa)
<b>KC KPZS</b>	– Komitet Centralny Komunistycznej Partii Związku Sowieckiego
<b>LNG</b>	– liquefied natural gas (pol. skroplony gaz ziemny)
<b>MFW</b>	– Międzynarodowy Fundusz Walutowy
<b>MGIMO</b>	– Moskiewski Państwowy Instytut Stosunków Międzynarodowych
<b>mld</b>	– miliard
<b>mmBTU</b>	– milion brytyjskich jednostek termicznych
<b>MTPA</b>	– mln ton rocznie
<b>NATO</b>	– North Atlantic Treaty Organization (Organizacja Traktatu Północnoatlantyckiego)
<b>ONZ</b>	– Organizacja Narodów Zjednoczonych
<b>OPEC</b>	– Organization of the Petroleum Exporting Countries (pol. Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową)
<b>OSP</b>	– Operator Systemu Przesyłowego
<b>OZE</b>	– odnawialne źródła energii
<b>PEUE</b>	– Platforma Energetyczna Unii Europejskiej
<b>SEE</b>	– Europa Południowo-Wschodnia
<b>RFN</b>	– Republika Federalna Niemiec
<b>TANAP</b>	– Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (pol. Gazociąg Transanatolijski)
<b>TAP</b>	– Trans Adriatic Pipeline (pol. Gazociąg Transadriatycki)
<b>TTF</b>	– Title Transfer Facility (pol. Rynek Transakcji Natychmiastowych)
<b>UE</b>	– Unia Europejska
<b>ZEA</b>	– Zjednoczone Emiraty Arabskie
<b>ZSRS</b>	– Związek Socjalistycznych Republik Sowieckich



# Wprowadzenie

## Wprowadzenie

Przez ostatnie dwie dekady XXI w. gaz ziemny miał istotny udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w Unii Europejskiej oraz stał się powszechnie stosowanym surowcem w wielu innych gałęziach przemysłu. Jego rozpowszechnieniu w gospodarce sprzyjał wdrożony w Unii zliberalizowany model rynku zakładający swobodny obrót tym towarem oraz jego przepływ pomiędzy poszczególnymi rynkami państw członkowskich. „Rewolucja łupkowa” w Stanach Zjednoczonych przyczyniła się natomiast do większej dostępności gazu ziemnego i globalizacji handlu nim, a konsekwencji poprawy ekonomicznych warunków jego zakupu dla europejskich odbiorców. Walorem paliwa gazowego była i jest nadal jego znacznie mniejsza emisyjność oraz zdolność do elastycznej współpracy z odnawialnymi źródłami energii (OZE). Dalsze wykorzystanie błękitnego paliwa w elektroenergetyce rozpatrywano także w kontekście zapowiedzianej w 2019 r. przez Komisję Europejską strategii „European Green Deal”. Jej wdrożenie w ramach transformacji energetycznej doprowadzić ma Unię Europejską do neutralności klimatycznej w 2050 roku. Wiele państw członkowskich, w tym Polska, wskazywało, że gaz ziemny powinien zyskać w tym procesie rolę paliwa przejściowego, które pozwoli (szczególnie gospodarkom mocno związanym z węglem) na stopniowe przestawienie się na technologie zeroemisyjne. Koncentrowano się przy tym na kwestii skutecznego ograniczenia emisyjności tego paliwa oraz możliwościach wprowadzenia do gospodarki alternatywnych wobec niego gazów zdekarbonizowanych, jak zielony wodór i biometan.

Wieloletnie funkcjonowanie i rozwój energetyki gazowej w Unii Europejskiej oparte było natomiast na specyficznej strukturze dostaw tego surowca. Europa była i nadal jest w dużym stopniu uzależniona od importu gazu od dostawców zewnętrznych. To właśnie dominująca rola importu w europejskim systemie zaopatrzenia w gaz ziemny okazała się największą słabością sektora energetycznego w Unii, negatywnie oddziałującą także na inne segmenty życia gospodarczego. Materializacja ryzyk, jakie ciążyły na zewnętrznych dostawach gazu, obnażyła ogromne deficyty w stanie bezpieczeństwa energetycznego całej Unii Europejskiej i w poszczególnych państwach członkowskich. Wydarzenia jakie miały miejsce w okresie od połowy 2021 r. do września/października 2022 r. pokazują, że percepcja problematyki energetycznej kształtowana jedynie przez pryzmat wyzwań klimatycznych jest niepełna. Energetyka gazowa i szersza gospodarka energetyczna Unii Europejskiej funkcjonują bowiem w dynamicznym środowisku międzynarodowym, w którym ujawniają się liczne napięcia wynikające ze ścierających się interesów i wykluczających się dążeń poszczególnych graczy geopolitycznych. We współczesnych stosunkach międzynarodowych obecne są także charakterystyczne dla niektórych państw postawy mocarstwowe, jak również aspiracje imperialne, które generują potrzebę zbudowania lub poszerzenia własnej strefy wpływów, czy też w bardziej radykalnym wydaniu - poszerzenia swojego geograficznego władztwa.

Problem bezpieczeństwa energetyki gazowej i szerszej rynku gazu, szczególnie w kontekście uzależnienia importowego Polski i całej Unii Europejskiej, był wielokrotnie rozpatrywany podczas organizowanych przez Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (dalej DISE) konferencji oraz w publikacjach eksper-



tów związanych z Instytutem. W obliczu konfliktu rosyjsko-ukraińskiego zagadnienie to wymagało jednak zaktualizowanej i pełniejszej analizy obejmującej dokładną diagnozę sytuacji, w jakiej znalazła się energetyka gazowa w Unii Europejskiej oraz ocenę jej perspektyw. Takim właśnie celom służy niniejszy Raport DISE, w którym podjęty został temat dalszego wykorzystania paliwa gazowego w energetyce Unii Europejskiej w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych. To właśnie one odpowiedzialne są za wywołanie i stymulowanie kryzysu gazowego, czy ujmując problem szerzej – kryzysu energetycznego w Europie. Negatywne skutki tego zjawiska rozlewają się na inne segmenty gospodarek europejskich wywołując inflację i zakłócając normalny przebieg procesów ekonomicznych. Zawarta w Raporcie analiza koncentruje się zatem na identyfikacji oraz gradacji czynników geopolitycznych wpływających na energetykę gazową w UE. W pierwszej kolejności służy więc ona wyjaśnieniu istoty problemu, z jakim musi się zmierzyć cała Unia. Przeprowadzono także weryfikację możliwości realizacji decyzji Komisji Europejskiej dotyczącej szybkiego odejścia od importu rosyjskiego gazu i zastąpienia go dostawami pochodzącymi od innych światowych producentów. Wytyczna w tym zakresie wyrażona została w opracowanym przez Komisję Europejską Planie „REPowerEU”, którego celem jest „(...) szybkie zmniejszenie naszej zależności od rosyjskich paliw kopalnych (...)”<sup>1</sup> na drodze przyspieszenia transformacji energetycznej. Plan zakłada także osiągnięcie w jak najkrótszym czasie odpowiedniego poziomu dywersyfikacji gazu i zastąpienie rosyjskiego gazu nowymi wolumenami od alternatywnych zewnętrznych dostawców.

Treść merytoryczna Raportu obejmuje dwa pola badawcze:

**Pierwsze pole badawcze** to środowisko międzynarodowe, które stanowiąc otoczenie dla Unii Europejskiej wywiera wpływ na stan i funkcjonowanie jej energetyki i rynków gazu. Na potrzeby przeprowadzonej analizy Unia Europejska potraktowana jako osobny aktor geopolityczny, który poprzez swoje organy i w ramach wewnętrznego procesu ustalania stanowiska politycznego, posiada zdolność do artykułowania własnych diagnoz, określania potrzeb i wyboru działań politycznych. Zastosowanie takiego zawężenia zakresu podmiotowego nastąpiło oczywiście przy świadomości suwerennego statusu państw członkowskich oraz ich podmiotowości politycznej w relacjach międzynarodowych. Ze względu na ograniczony zakres tematyczny, treść Raportu nie obejmuje dokładnej prezentacji narodowych polityk państw członkowskich czy zachodzących między nimi i ze światem zewnętrznym złożonych relacji politycznych i ekonomicznych. To ograniczenie dotyczy także opisu relacji poszczególnych państw członkowskich Unii z rosyjskim agresorem. Zagadnienie to ze względu na swoją złożoność i wagę wymaga odrębnego potraktowania i ujęcia w dedykowane opracowanie. Treść Raportu koncentruje się natomiast nad źródłami czynników geopolitycznych wpływających na sytuację energetyczną Unii Europejskiej. Generowane są one przez określone podmioty państwowe realizujące swoje interesy narodowe, geograficznie ulokowane w Europie. W ocenie Autorów interesy te mają charakter strategiczny, a nie koniunkturalny, i wynikają z historycznie i geograficznie ukształtowanej percepcji potrzeb i aspiracji wytypowanych w Raporcie podmiotów. Przeprowadzona w tym obszarze badawczym analiza oparta została na generalnych założeniach teorii realizmu w nauce o stosunkach międzynarodowych<sup>2</sup>. Sięgnięto także do

1 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, oraz Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Plan RePowerEU*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

2 Więcej na temat teorii realistycznej m.in. w: *Teoria realizmu w naukach o stosunkach międzynarodowych*, pod red. E. Haliżaka i J. Czapotowicza, Warszawa, 2014 r.

klasycznych teorii geopolitycznych wskazujących na długookresowe, geograficznie skanalizowane prądy polityczne oddziałujące na stan relacji międzynarodowych i bezpieczeństwa w Europie. W konsekwencji osadzenia problematyki gazowej w kontekście geopolitycznym oraz bezpieczeństwa międzynarodowego posłużono się następującymi kategoriami pojęciowymi:

**Geopolityka** – pojęcie zostało po raz pierwszy użyte i zdefiniowane na początku XX w. przez szwedzkiego polityka Rudolfa Kjelléna w odniesieniu do szczególnej analizy polityki państwowej głównie w wymiarze międzynarodowym uwzględniającej uwarunkowania geograficzne, w m.in. w postaci klimatu, morfologii przestrzeni, dostępu do mórz i oceanów, albo jego braku. Analiza geopolityczna koncentruje się przede wszystkim na relacjach i współzależnościach zachodzących między bytami politycznymi, czyli państwami określonymi terytorialnie. Innymi słowy, dziedzina ta zajmuje się odczytywaniem interesów uprzednio zidentyfikowanych ośrodków siły politycznej oraz zachodzących między nimi sprzężeń w danej przestrzeni geograficznej<sup>3</sup>. Syntetyczne ujęcie geopolityki prezentuje m.in. Leszek Moczulski, który stwierdza, że „(...) geopolityka zajmuje się zmiennymi układami sił na niezmiennej przestrzeni<sup>4</sup>”.

**Czynniki geopolityczne** – to elementy brane pod uwagę w analizie geopolitycznej. Wpływają one na stabilność bądź destabilizację układu międzynarodowego na poziomach: regionalnym, kontynentalnym i globalnym. Istnieją dwie kategorie czynników geopolitycznych:

- czynniki stałe, do których zalicza się m.in. ukształtowanie przestrzeni lądowej, charakter przestrzeni lądowej – kontynentalny albo morski, odległości oraz rozmieszczenie zasobów naturalnych;
- czynniki zmienne, do których zalicza się m.in. gospodarkę, zjawiska i procesy demograficzne, kulturę strategiczną poszczególnych aktorów geopolitycznych czy potęgę państwa<sup>5</sup>.

Analiza czynników geopolitycznych pozwala na konstruowanie hipotez dotyczących stanu stosunków międzynarodowych oraz formułowaniu scenariuszy ich rozwoju przy jednoczesnym określaniu możliwych zagrożeń i prawdopodobieństwa materializacji ryzyk z nimi związanych.

**Ład/system międzynarodowy** – ujmowany w skali kontynentalnej lub globalnej obejmuje zbiór uczestników stosunków międzynarodowych (państwowych i niepaństwowych) i zachodzące między nimi stosunki. Charakter zachodzących między nimi relacji (m.in. nadrzędności, równorzędności czy kooperacji) odbywa się w ramach przyjętych wspólnie lub narzuconych zasad. Istotą każdego ładu międzynarodowego jest funkcjonowanie określonego mechanizmu regulacyjnego, za którym stoi państwo (lider) lub grupa państw dysponująca odpowiednią siłą i wolą polityczną do jego egzekwowania. Zmiana zasad, mechanizmu regulacyjnego oraz podmiotów posiadających zdolność do ich egzekwowania powoduje zmianę typu (rodzaju) ładu międzynarodowego<sup>6</sup>.

3 J.M. Fiszer, *System euroatlantycki i bezpieczeństwo międzynarodowe w multipolarnym świecie*, „Myśl Ekonomiczna i Polityczna”, 2(41) 2013, Uczelnia Łazarskiego, s. 13.

4 L. Moczulski, *Geopolityka. Potęga w czasie i przestrzeni*, Warszawa 2010, s. 49.

5 C. Jean, *Geopolityka*, Wrocław 2003 r., s. 145-161.

6 B. Balcerowicz, *Pokój i „nie-pokój” na progu XXI wieku*, s. 119-127.

**Architektura bezpieczeństwa międzynarodowego** – to element ładu międzynarodowego związany z uformowanym układem sił zachodzącym między państwami na określonym obszarze geograficznym. Architektura bezpieczeństwa wyraża się w powoływanych instytucjach i strukturach służących zachowaniu bezpieczeństwa takich jak sojusze polityczno-militarne i ich organizacje, systemy bezpieczeństwa zbiorowego oraz różne formy współpracy bilateralnej i multilateralnej w zakresie budowy poczucia bezpieczeństwa i wzajemnego zaufania. Elementem architektury bezpieczeństwa są także normy prawa międzynarodowego regulujące sferę bezpieczeństwa w relacjach międzynarodowych, mające swe źródła w przyjętych traktatach i konwencjach międzynarodowych.

**Wojna ekonomiczna** – wojna „ekonomiczna” posiada taką samą logikę jak wojna „militarna” – jej celem jest pokonanie przeciwnika i narzucenie mu swojej woli. Narzędzia normalnego działania ekonomicznego, które w pokojowych warunkach mają prowadzić do odnoszenia wzajemnych korzyści, używane są jako broń służąca do osiągnięcia zwycięstwa nad nieprzyjacielem. Stosowanie broni ekonomicznej ma doprowadzić do złamania woli oporu przeciwnika poprzez wywołanie ciężkich strat bądź nadmiernych kosztów ekonomicznych prowadzących do kryzysu gospodarczego. Uderzenie w bazę gospodarczą ma natomiast doprowadzić do wywołania niepokojów społecznych doprowadzających do pożądanych przez stronę atakującą zmian politycznych u strony atakowanej<sup>7</sup>.

**Drugie pole badawcze** to globalny rynek gazu, na którym dynamika relacji między podażą i popytem będzie mieć kluczowe znaczenie dla kondycji energetyki gazowej w Unii Europejskiej w kolejnych latach. Założono bowiem, że pomimo zadeklarowanego przez Komisję Europejską przyśpieszenia dekarbonizacji w krótkim, a może nawet w średnim horyzoncie czasowym, gaz ziemny będzie nadal wykorzystywany w europejskiej energetyce oraz innych sektorach gospodarczych. W przypadku podaży przeanalizowano więc istotne dla europejskich konsumentów zagadnienia: dostępne światowe zasoby gazu i ich geograficzne rozmieszczenie, zdolności wydobywcze i możliwości eksportowe oraz perspektywy zwiększenia zewnętrznych dostaw na rynki Unii Europejskiej. Oczywiście przegląd ten nie obejmuje Federacji Rosyjskiej, która powinna stracić dotychczasowy status dostawcy gazu ziemnego do Unii Europejskiej. W przypadku strony popytowej Raport skupia się na charakterystyce znajdujących się w UE rynków gazu traktowanych łącznie. Ukazano zatem źródła zaopatrzenia Unii w gaz ziemny, ze szczególnym uwypukleniem struktury importu w okresie ostatnich 5-10 lat. Prezentowane są także zdolności importowe infrastruktury transportowej z podziałem na alternatywne wobec Rosji kierunki dostaw. W Raporcie pominięte zostało natomiast zagadnienie stanu infrastruktury magazynowej. Podziemne magazyny gazu oczywiście stanowią ważne ogniwo systemu, budujące bezpieczeństwo rynku i energetyki gazowej, jest to jednak element wtórny względem poziomu uzależnienia od dostaw zewnętrznych i stopnia dywersyfikacji importu. Analiza w obszarze rynkowym obejmuje także potencjalne wrażliwości związane z realizowaną zmianą struktury importu gazu ziemnego do Unii Europejskiej. Pozyskanie w ramach dywersyfikacji dostaw nowych wolumenów gazu z rynku światowego będzie wymagało bowiem zmierzenia się z konkurencją ze strony pozostałych światowych konsumentów paliwa gazowego oraz uwzględnienia zróżnicowanych zagrożeń geopolitycznych rodzących ryzyka dla transportu gazu z odległych regionów do Europy.

7 C. Jean, *Geopolityka*, op. cit., s. 219.



Synteza wskazanych wyżej pól badawczych przeprowadzona została w warunkach bardzo dynamicznie zmieniającej się rzeczywistości politycznej i rynkowej. Zachodzące w tych dwóch obszarach zmiany nie są jeszcze zakończonymi procesami, a ich ostateczne konsekwencje jeszcze nie są znane. Przede wszystkim nie wiemy jaki będzie dalszy przebieg działań zbrojnych na Ukrainie i czy nie nastąpi ich eskalacja. Tym bardziej trudne jest prognozowanie terminu zakończenia oraz rezultatu tego starcia militarnego. W momencie zakończenia prac nad tekstem Raportu – październik/listopad 2022 r. - destabilizacja europejskich rynków gazu i energii nadal się utrzymywała pobudzana przez kolejne bodźce geopolityczne. Również podejmowane przez Unię Europejską i poszczególne państwa członkowskie działania oraz inicjatywy wciąż nie są zamkniętym katalogiem. Świadomość tej specyficznej sytuacji musiała zostać uwzględniona przede wszystkim na etapie formułowania wniosków i rekomendacji. Mają one generalnie charakter strategicznych wskazań, jednak ich lista nie jest traktowana przez zespół Autorów jako w pełni skończona. Należy bowiem przyjąć założenie o możliwości zaistnienia nowych gwałtownych zdarzeń, które uruchomią nieprzewidywane do tej pory scenariusze rozwoju wypadków, które wymagać będą użycia adekwatnych do nowych okoliczności reakcji.

# 1 ROZDZIAŁ

## Rynki gazu Unii Europejskiej w kryzysie

## 1.1. Stan rynków gazu ziemnego w Unii Europejskiej przed kryzysem

### a. Konsumpcja gazu ziemnego w UE

Zużycie gazu wszystkich państw członkowskich traktowane łącznie plasuje Unię Europejską w gronie trzech największych światowych konsumentów tego surowca. W 2019 r. na pierwszym miejscu znajdowały się Stany Zjednoczone, które zużyły 849,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, następnie na drugim miejsce uplasowała się Federacja Rosyjska z konsumpcją na poziomie 444,3 mld m<sup>3</sup><sup>8</sup>, a na trzecim UE ze zużyciem wynoszącym 429,4 mld m<sup>3</sup>.

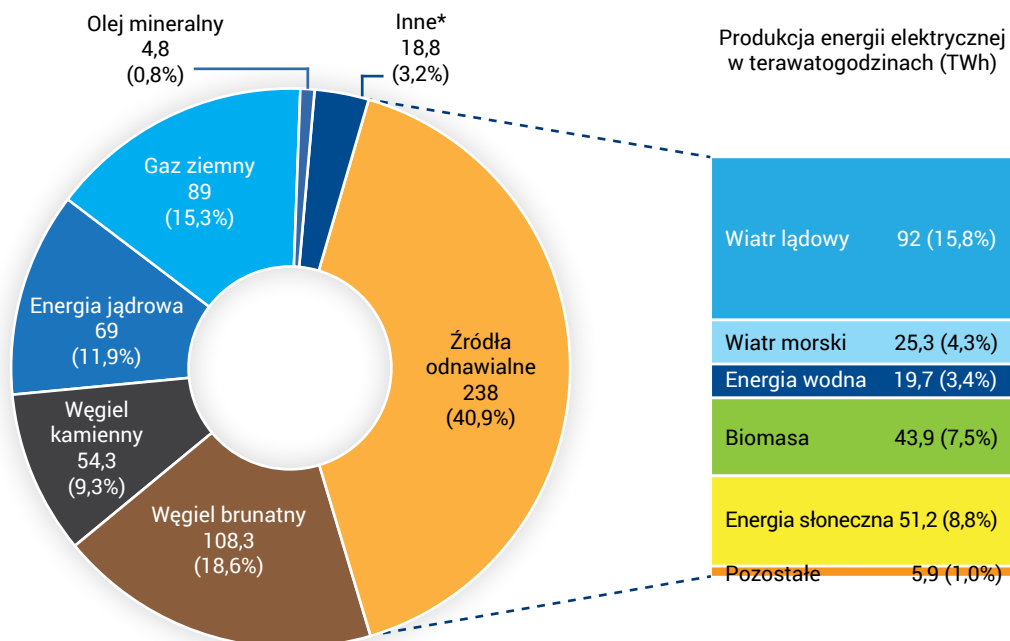
W 2019 r. gaz ziemny odpowiadał za 21,5% zużycia energii pierwotnej w całej Unii Europejskiej. Był on i nadal jest dominującym źródłem energii dla unijnych gospodarstw domowych, które odpowiadają za 40% całego zapotrzebowania. Surowiec ten używany jest także przez unijny przemysł, przede wszystkim chemiczny, oraz elektroenergetykę. Generowana przez unijny przemysł konsumpcja liczona od 2000 r. spadła o 20%, natomiast w przypadku elektroenergetyki w tym samym okresie nastąpiło zjawisko odwrotne, czyli wzrost zużycia paliwa gazowego o 15%<sup>9</sup>. Takie zmiany w strukturze konsumpcji gazu ziemnego są wynikiem procesów modernizacyjnych zachodzących w przemyśle europejskim poprawiających generalnie jego efektywność energetyczną oraz przenoszenie produkcji energochłonnej poza granice UE. W przypadku elektroenergetyki gaz ziemny stał się natomiast alternatywnym, bo mniej emisyjnym paliwem wobec węgla. Udział gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej w poszczególnych państwach członkowskich jest oczywiście różny. W Niemczech, największej gospodarce UE, w 2021 r. udział energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowniach gazowych odpowiadał za 15,3% całego wytwarzania<sup>10</sup>.

8 BP, *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*, s. 38.

9 European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, *Gas factsheets*, <https://www.acer.europa.eu/gas-factsheet>

10 K. Appunn, Y. Haas, J. Wettengel, *Germany's energy consumption and power mix in charts*, <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts>

RYS. 1. STRUKTURA ŹRÓDEŁ GENERACJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W NIEMCZECH W 2021 R.



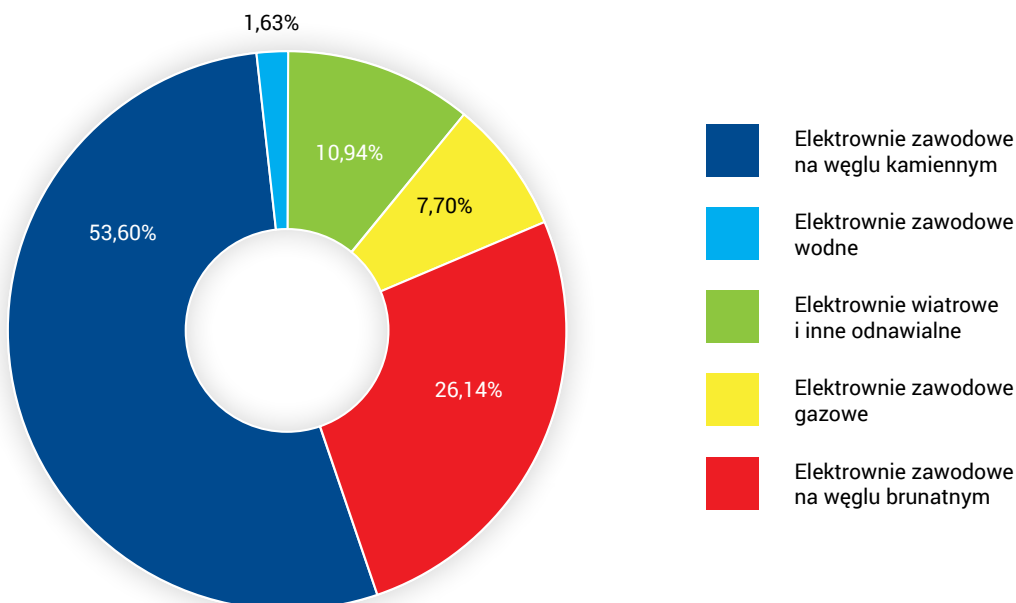
\* Z wyłączeniem mocy z elektrowni szczytowo-pompowych

Uwaga: Rządowe cele w zakresie odnawialnych źródeł energii odnoszą się do całkowitego zużycia energii (561,8 TWh w 2021 r.), a nie do produkcji. Udział OZE w zużyciu mocy brutto w Niemczech (z wyłączeniem elektrowni szczytowo-pompowych): 42,4%.

Źródło: BDEW

W przypadku Polski udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej był mniejszy i w 2021 roku wyniósł 10,94%<sup>11</sup>.

RYS. 2. STRUKTURA ŹRÓDEŁ GENERACJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W 2021 R.



Źródło: PSE

11 PSE, *Raport 2021 KSE*, [https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczone-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2021#r6\\_2](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczone-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2021#r6_2)

Tab. 1. ukazuje natomiast udział gazu ziemnego w finalnym zużyciu energii w poszczególnych państwach UE przy jednoczesnym uwzględnieniu stopnia uzależnienia od importu paliwa gazowego. Dane pokazują na znaczącą konsumpcję gazu przez czołowe gospodarki europejskie, poza wspomnianymi wyżej Niemcami: Włochy, Niderlandy, Francja czy Belgia, przy jednoczesnym dużym bądź zupełnym uzależnieniu od dostaw zewnętrznych.

**TAB. 1. UDZIAŁ GAZU ZIEMNEGO W CAŁKOWITYM ZUŻYCIU ENERGII FINALNEJ W PAŃSTWACH UE W 2020 R.**

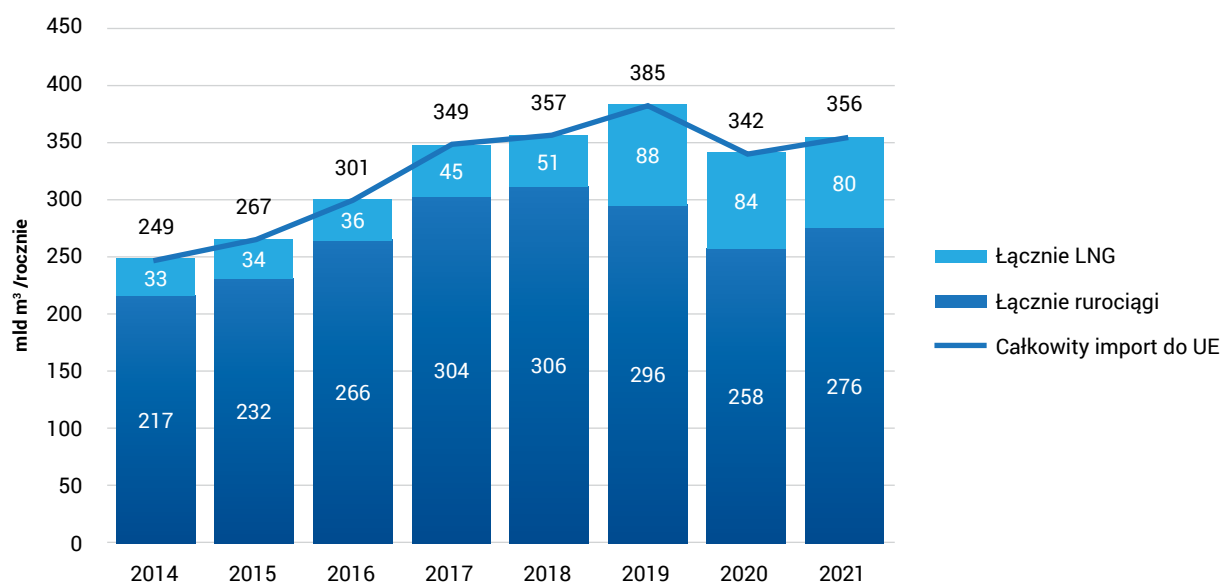
I.p.	Państwo	Udział gazu ziemnego	Udział importu w dostawach w 2021 r.
1.	Austria	19%	53%
2.	Belgia	29,7%	100%
3.	Bułgaria	12,4%	96%
4.	Chorwacja	17,1%	74%
5.	Cypr	0%	-
6.	Czechy	22,8%	92%
7.	Dania	11,5%	26%
8.	Estonia	9%	100%
9.	Finlandia	3,5%	99%
10.	Francja	20,6%	95%
11.	Grecja	7,6%	99%
12.	Hiszpania	19,2%	100%
13.	Irlandia	18%	100%
14.	Litwa	11%	100%
15.	Luksemburg	17,3%	99%
16.	Łotwa	8,5%	100%
17.	Malta	0%	100%
18.	Niderlandy	38,1%	33%
19.	Niemcy	27,8%	89%
20.	Polska	13,7%	83%
21.	Portugalia	11,4%	100%
22.	Rumunia	25,5%	24%
23.	Słowacja	28,3%	99%
24.	Słowenia	13,1%	99%
25.	Szwecja	2%	100%
26.	Węgry	32,5%	67%
27.	Włochy	38,1%	94%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3a.html?lang=en>

## b. Dostawy gazu ziemnego do UE

Dostawy gazu ziemnego na rynki UE są w największym stopniu realizowane dzięki zakupom importowym. W latach 2012-2021 konsumpcja gazu w UE charakteryzowała się zmiennością w postaci kilkuletnich trendów wzrostowych, a następnie spadkowych. Natomiast w przypadku importu w analizowanym okresie utrzymywał się stały trend wzrostowy. W ciągu ostatniej dekady import gazu do UE wykazywał silną tendencję wzrostową w latach 2014-2019 (z ~ 250 mld m<sup>3</sup>/rok do ~ 385 mld m<sup>3</sup>/rok, średnia roczna stopa wzrostu ~ 9%), a następnie spadek do 342-356 mld m<sup>3</sup>/rok w 2020 i 2021 r. spowodowany pandemią COVID-19 (Rys. 3). Większość importu nadal odbywa się rurociągami, jednak udział LNG w zaopatrzeniu europejskich rynków stopniowo wzrastał. W 2014 r. udział LNG w całkowitym imporcie UE wynosił jedynie 13%. W 2021 r. import LNG wzrósł do 80 mld m<sup>3</sup> przy 356 mld m<sup>3</sup> całkowitego importu i osiągnął w nim 22% udział.

RYŚ. 3. IMPORT GAZU ZIEMNEGO DO UE W LATACH 2014–2021 (MLD M<sup>3</sup>/ROK)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

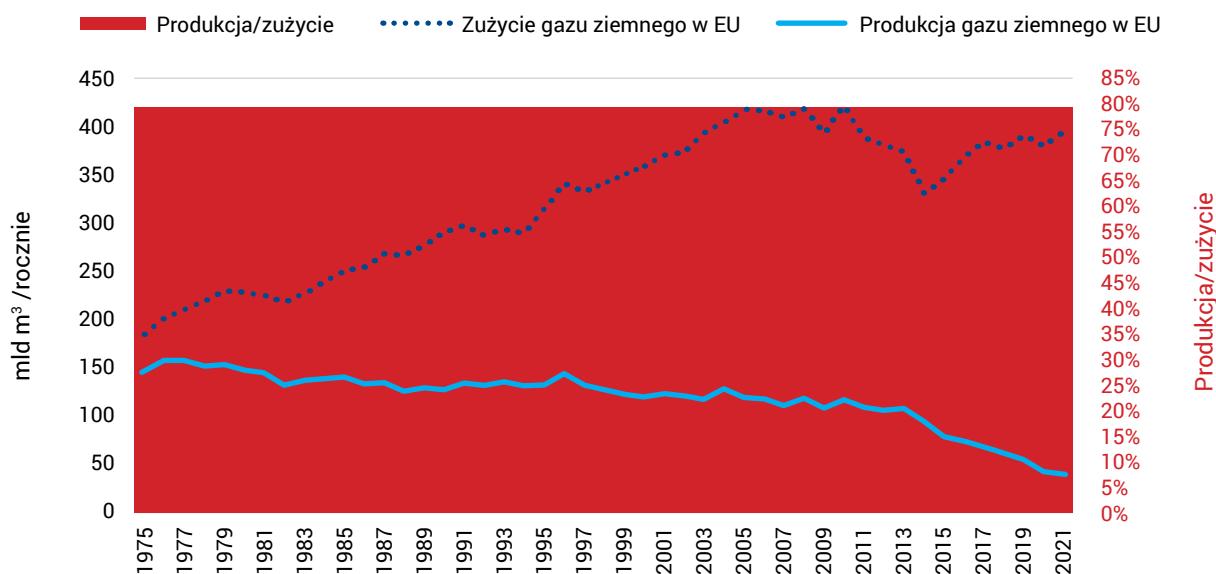
Jednocześnie od 10 lat obserwowany jest wyraźny spadek wydobycia z europejskich złóż gazowych rok do roku (Rys. 4). Powodów gwałtownego spadku wewnętrznej produkcji gazu ziemnego po 2020 r., a tym samym wzrostu udziału importu w zaopatrzeniu rynków, należy upatrywać przede wszystkim w wystąpieniu z Unii Europejskiej Wielkiej Brytanii prowadzącej wydobycie na Morzu Północnym (w 2019 r. wydobyła 39,5 mld m<sup>3</sup> gazu)<sup>12</sup> oraz w konsekwentnym wygaszaniu wydobycia z największego na terenie UE złoża gazu w niderlandzkim Groningen<sup>13</sup>. Obecnie to właśnie Królestwo Niderlandów jest największym z grona państw unijnych producentem gazu ziemnego. W latach 2012-2021 wydobycie osiągnęło swój szczyt - 72,4 mld m<sup>3</sup> gazu w 2013 r., by następnie systematycznie spadać do poziomu

<sup>12</sup> Ibidem, s. 36.

<sup>13</sup> M. Druś, *Holendrzy szybciej zakończą wydobycie gazu ze złoża Groningen*, <https://www.pb.pl/holendrzy-szybciej-zakoncza-wydobycie-gazu-ze-zloza-groningen-968903>

27,8 mld m<sup>3</sup> w 2019 r. i jeszcze niższego poziomu w 2021 r. - 21,5 mld m<sup>3</sup> <sup>14</sup>. W 2019 r. holenderski minister gospodarki Eric Wiebes zapowiedział, że wydobycie gazu ziemnego na terytorium lądowym Niderlandów zostanie zakończone w 2030 r., a w przypadku złóż pod dnem Morza Północnego eksploatacja zostanie wygaszona do 2050 r. Decyzje takie były podyktowane problemami geologicznymi w postaci powtarzających się od 2006 r. trzęsieniami ziemi <sup>15</sup>.

RYS. 4. **PRODUKCJA I ZUŻYCIENIE GAZU ZIEMNEGO W EU W LATACH 1975-2021 (MLD M<sup>3</sup>/ROK)**



Źródło: BP Statistical Review of World Energy 2021

Drugim co do wielkości producentem gazu jest Rumunia, której wydobycie w tym samym okresie kształtowało się generalnie na poziomie 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. W 2019 r. ze złóż znajdujących się w granicach tego państwa wydobyto 9,6 mld m<sup>3</sup> <sup>16</sup>. Na trzecim miejscu w produkcji gazu plasuje się Polska, której wydobycie w 2019 r. osiągnęło wielkość 4 mld m<sup>3</sup>, by w 2021 r. spaść do poziomu 3,8 mld m<sup>3</sup> <sup>17</sup>. Wszystkie wymienione państwa pomimo własnej produkcji, tak jak pozostałe państwa UE, muszą importować znaczne ilości gazu dla odpowiedniego zaopatrzenia swoich rynków. Największymi konsumentami są Niemcy, które w 2019 zużyły 88,7 mld m<sup>3</sup> gazu, następnie Włochy – 70,8 mld m<sup>3</sup>, Francja – 43,7 mld m<sup>3</sup>, Niderlandy – 37 mld m<sup>3</sup> oraz Hiszpania – 34 mld m<sup>3</sup>. Największe gospodarki UE są w bardzo dużym stopniu zależne od dostaw zewnętrznych. Łączna konsumpcja wymienionych pięciu państw europejskich wyniosła 274,2 mld m<sup>3</sup> gazu co stanowiło 64% całego zużycia gazu ziemnego w całej Unii Europejskiej.

14 Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2021 i Eurostat.

15 CIRE.pl, *Do 2030 r. Holandia zaprzestanie wydobycia gazu*, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/144063-do-2050-r-holandia-zaprzestanie-wydobycia-gazu>

16 Ibidem.

17 Urząd Regulacji Energetyki, *Charakterystyka rynku paliw gazowych*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/8899,2019.html>

### c. Kierunki dostaw oraz infrastruktura importowa w Unii Europejskiej

Dostawy importowanego gazu do Unii Europejskiej realizowane są, jak już wyżej zaznaczono, przede wszystkim przy wykorzystaniu transportu rurociągowego. Przykładowo, w IV kwartale 2019 r. dostawy przesłane rurociągami pokryły 72% importu, a pozostałe 28% sprowadzonego do UE gazu przeszło przez terminale LNG. W analogicznym okresie 2021 r. gazociągami sprowadzono 73% importowanego gazu, a terminale obsłużyły dalsze 27% importu do UE<sup>18</sup>.

#### Kierunek wschodni/rosyjski

Głównym kierunkiem przesyłu gazu do UE jest wschód, z którego prowadzą następujące magistrale rurociągowo:

- **Braterstwo** – system rurociągów oddany do użytku w 1984 r., biegnie z Rosji i poprzez Ukrainę trafia na Słowację, a następnie rozgałęziając się na kierunku północno-zachodnim przechodzi do Czech i Niemiec, a na południu przechodzi do Austrii. Techniczne możliwości przesyłu tego systemu na rynki UE wynoszą 120 mld m<sup>3</sup> rocznie.
- **Trans-Balkan** – rurociąg tranzytowy będący odnogą systemu przesyłowego przechodzącego przez terytorium Ukrainy. Łączne zdolności techniczne dostaw do Rumunii, Bułgarii i Grecji wynoszą 27 mld m<sup>3</sup> rocznie.
- **Jamał–Europa** – rurociąg oddany do użytku w 1999 r., biegnie z Rosji poprzez Białoruś i Polskę trafiając do Niemiec. Roczne techniczne możliwości przesyłu tego rurociągu na rynki UE wynoszą 33 mld m<sup>3</sup>.
- **Nord Stream 1** – rurociąg oddany do użytku w 2011 r., biegnie po dnie Morza Bałtyckiego od rosyjskiej miejscowości Wybor na wybrzeżu Zatoki Fińskiej do niemieckiej miejscowości Greifswald w kraju związkowym Meklemburgia-Pomorze Przednie. Roczne techniczne możliwości przesyłu tego rurociągu na rynki UE wynoszą 55 mld m<sup>3</sup>.
- **Nord Stream 2** – rurociąg, którego budowa zakończyła się we wrześniu 2021 r. W lutym 2022 r. rząd Niemiec wstrzymał certyfikację rurociągu, tym samym blokując jego uruchomienie. Roczne techniczne możliwości przesyłu tego rurociągu na rynki UE wynoszą 55 mld m<sup>3</sup>.
- **Turkish Stream** – rurociąg uruchomiony w 2020 r. przechodzi z Rosji przez Morze Czerwone do Turcji. Turkish Stream złożony jest w dwóch gazociągów, każdy o rocznej przepustowości 15,75 mld m<sup>3</sup> (razem 31,5 mld m<sup>3</sup>). Jeden z nich dostarcza gaz do Grecji, Bułgarii i Węgier. Drugi przeznaczony jest do realizacji dostaw rosyjskiego gazu na rynek turecki.

18 Komisja Europejska, *Market analysis. The Commission produces quarterly reports on EU gas and electricity markets.*, [https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis\\_en](https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en)



RYS. 5. MAPA RUROCIĄGÓW DOSTARCZAJĄCYCH ROSYJSKI GAZ DO UNII EUROPEJSKIEJ

## Wybrane gazociągi służące do przesyłu rosyjskiego gazu do Europy



— Istniejące lub będące w budowie elementy architektury przesyłu gazu

\* Podane przepustowości dotyczą odcinka gazociągu znajdującego się bezpośrednio obok jego nazwy

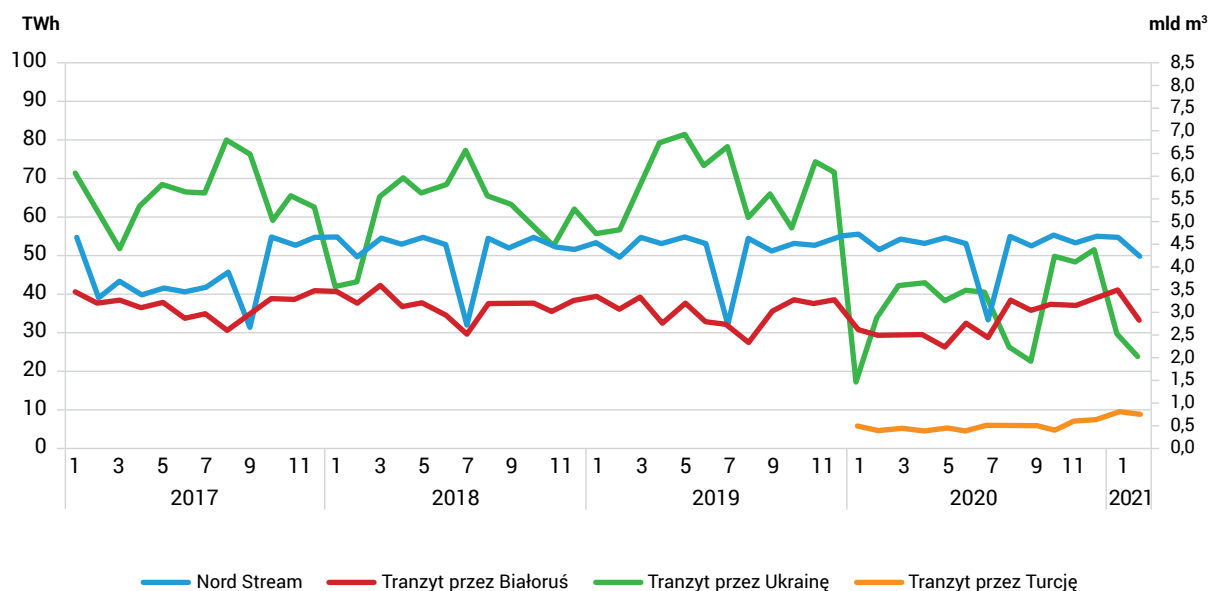
[www.warsawinstitute.org](http://www.warsawinstitute.org)

Źródło: <https://warsawinstitute.org/pl/nowa-geopolityka-gazociagow-w-europie-srodkowo-wschodniej-2/>

We wszystkich wymienionych rurociągach tłoczony jest gaz ziemny pozyskiwany ze złóż w północno-wschodniej Rosji (głównie na Półwyspie Jamalskim) w ramach kontraktów zawieranych z rosyjskim koncernem państwowym Gazprom.

Techniczne możliwości przesyłu rurociągów prowadzących z Rosji do Unii Europejskiej, bez Nord Stream 2, wynoszą łącznie 252,5 mld m<sup>3</sup> gazu, a po ewentualnym uruchomieniu tego rurociągu zwiększyłyby się do 307,5 mld m<sup>3</sup>. W planach Federacji Rosyjskiej transport gazu ziemnego do UE miał być docelowo realizowany z pominięciem państw tranzytowych, przede wszystkim Ukrainy. W ramach realizacji tej strategii wybudowano wymienione wyżej rurociągi Nord Stream i Turkish Stream, które przejęły część wolumenów gazu przesyłanych przez magistralę rurociągową Braterstwo. Dynamikę dostaw realizowanych przez gazociągi dostarczające rosyjski surowiec przedstawia poniższy wykres.

RYŚ. 6. DYNAMIKA PRZESYŁU GAZU Z ROSJI DO UE W LATACH 2017-2020



Źródło: <https://www.europeangashub.com/report-presentation/quarterly-report-on-european-gas-markets-3>

### Kierunek północny/norweski

Z kierunku północnego do UE prowadzą rurociągi transportujące gaz norweski. Zdolność przesyłowa norweskiej sieci rurociągowej wynosi 120 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Norweski surowiec na terenie Unii Europejskiej trafia do dwóch punktów odbiorczych w Niemczech, jednego punktu w Belgii, jednego punktu we Francji i od 2022 r., dzięki wybudowaniu rurociągu Baltic Pipe, do punktu na bałtyckim wybrzeżu Polski<sup>19</sup>.

Gaz ziemny ze złóż norweskich dostarczany jest przy wykorzystaniu następujących rurociągów:

- **Europipe I** – gazociąg trafiający do Niemiec o rocznej przepustowości 18 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

19 Norwegian Petroleum, *The oil and gas pipeline system*, <https://www.norskpetrolium.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/>



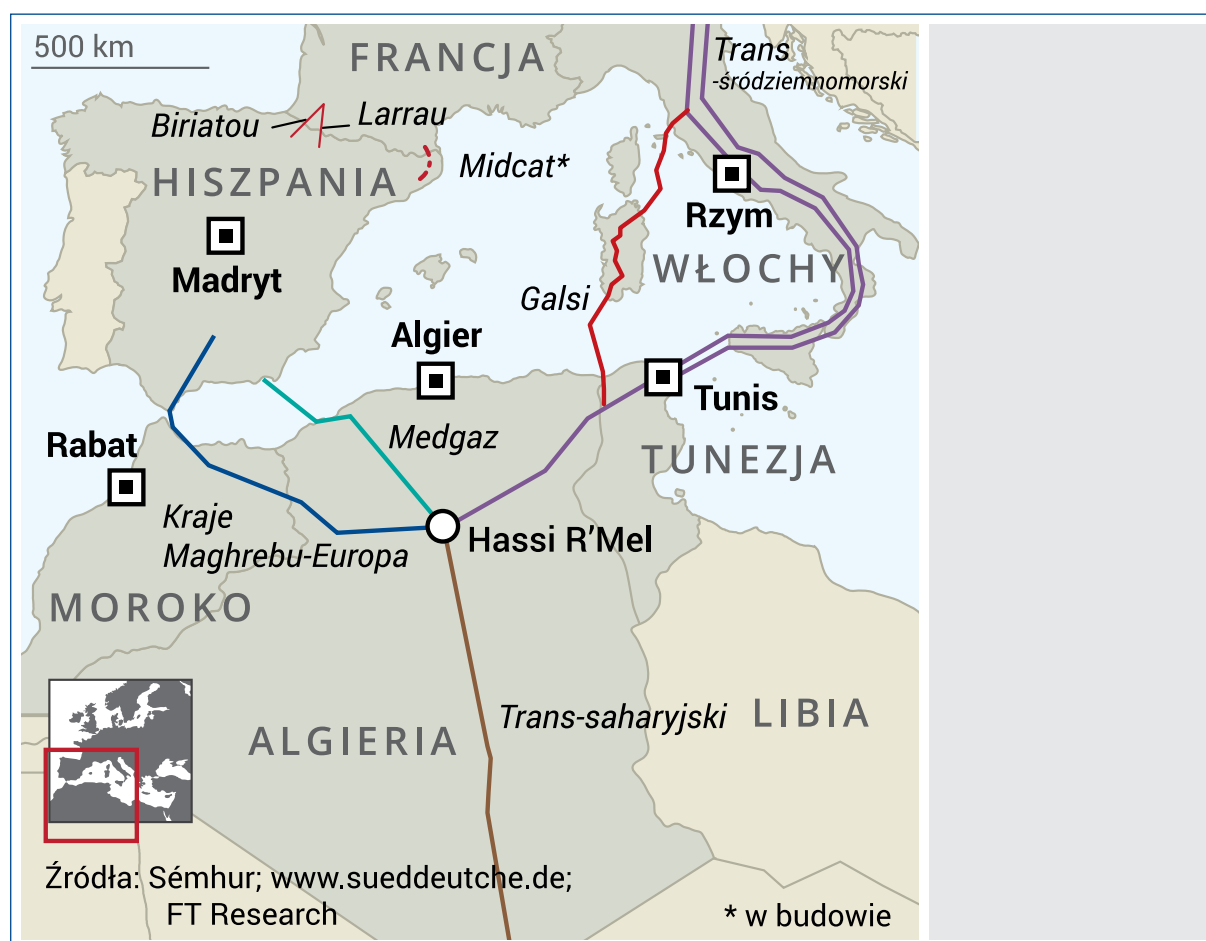
### Kierunek południowy/algierski

Z kierunku południowego UE zaopatrywana jest w gaz dzięki systemowi rurociągów zasilanych przez złoża gazu znajdujące się na terytorium Algierii. Przechodzą one z tego kraju przez Morze Śródziemne do wybrzeży Europy, docierając w dwóch punktach wejścia do Hiszpanii i w dwóch punktach wejścia do Włoch:

- **Maghreb-Europe Gas Pipeline (MEG)** – gazociąg z Algierii przez terytorium Maroka, a następnie Cieśninę Gibraltarską trafia do Hiszpanii, przesyła 12 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.
- **Medgaz** – gazociąg z Algierii przez Morze Śródziemne trafia do Hiszpanii, przesyła 8,0 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.
- **Trans Mediterranean Pipeline (Transmed)** – gazociąg z Algierii przez terytorium Tunezji, a następnie Morze Śródziemne trafia do Włoch (Sycylia), przesyła 33,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.
- **Green Stream** – gazociąg z Algierii przez terytorium Libii, a następnie Morze Śródziemne trafia do Włoch (Sycylia), przesyła 8 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

Techniczne możliwości przesyłu rurociągów prowadzących z Algierii do Unii Europejskiej, wynoszą łącznie 61,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

RYŚ. 8. MAPA RUROCIĄGÓW DOSTARCZAJĄCYCH ALGIERSKI GAZ DO UNII EUROPEJSKIEJ



Źródło: <https://www.ft.com/content/056e89b0-19b1-11e5-a130-2e7db721f996>



### Kierunek południowo-wschodni/kaspijski

Zasobny w złoża gazu ziemnego region kaspijski połączony jest z rynkami Unii Europejskiej za pomocą Południowego Korytarza Gazowego. Pierwszym elementem tego Korytarza jest gazociąg Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (dalej TANAP), umożliwiający eksport kaspijskiego gazu do Turcji i Europy. Rurociąg ten docierając do tureckiej prowincji Anatolia łączy się z drugim elementem Korytarza – gazociągiem Trans-Adriatic Pipeline (TAP), który przez terytoria Grecji i Albanii, a następnie po dnie Morza Adriatyckiego dociera do Włoch. Aktualnie do trzech państw europejskich rurociąg dostarcza 10 mld m<sup>3</sup> surowca<sup>20</sup>. Pełna przepustowość rurociągu ma osiągnąć poziom 20 mld m<sup>3</sup> do końca 2022 r.<sup>21</sup>

RYŚ. 9. PRZEBIEG RUROCIĄGÓW TANAP I TAP – POŁUDNIOWY KORYTARZ GAZOWY



Źródło: <https://www.aa.com.tr/en/economy/tanap-tap-p-lines-interconnect-at-turkey-greece-border/1317761>

20 Trans Adriatic Pipeline, *Pipeline construction*, <https://www.tap-ag.com/infrastructure-operation/pipeline-construction>

21 J. Kajmowicz, *Południowy Korytarz Gazowy osiągnie pełną przepustowość w przyszłym roku*, <https://energetyka24.com/gaz/poludniowy-korytarz-gazowy-osiagnie-pelna-przepustowosc-w-przyszlym-roku>

## Światowy rynek LNG

Na wybrzeżach państw należących do Unii Europejskiej w 2020 r. funkcjonowało 21 terminali odbiorczych LNG.

TAB. 2. FUNKCJONUJĄCE, BUDOWANE I PLANOWANE TERMINALE LNG W UE

Państwo	Liczba terminali LNG	Łączna zdolność odbiorcza w mld m <sup>3</sup> /rok	Liczba terminali LNG w budowie	Łączna zdolność odbiorcza w mld /m <sup>3</sup> rok	Liczba planowanych terminali LNG	Łączna zdolność odbiorcza w mld/ m <sup>3</sup> rok
Belgia	1	9,0	0	0	0	0
Chorwacja	1	2,6	0	0	0	0
Cypr	0	0	1	2,6	0	0
Estonia	0	0	0	0	2	3,0
Francja	4	34,65	0	0	0	0
Grecja	1	1,25	1	5,5	2	9,9
Hiszpania	7*	68,9	0	3,6**	0	0
Litwa	1	3,0	0	0	0	0
Łotwa	0	0	0	0	1	b.d.
Malta	1	0,67	0	0	0	0
Polska	1	5,0	1	3,3***	1	6,1
Portugalia	1	7,6	0	0	0	0
Niderlandy	1	12,0	0	0	0	0
Niemcy	0	0	0	0	3	28,8
Włochy	3	15,25	1	8,0	0	0
<b>Razem</b>	<b>22</b>	<b>159,92</b>	<b>4</b>	<b>29</b>	<b>8</b>	<b>47,8</b>

Źródło: KING & SPALDING, LNG IN EUROPE 2018, 2021, *An Overview of LNG Import Terminals in Europe*

\*Dodatkowe 2 terminale należące do Hiszpanii znajdują się na wyspach Kanaryjskich.

\*\*Trwa rozbudowa zdolności odbiorczych terminala LNG MUGARDOS EL FERROL z 3,6 mld m<sup>3</sup> do 7,2 mld m<sup>3</sup> rocznie.

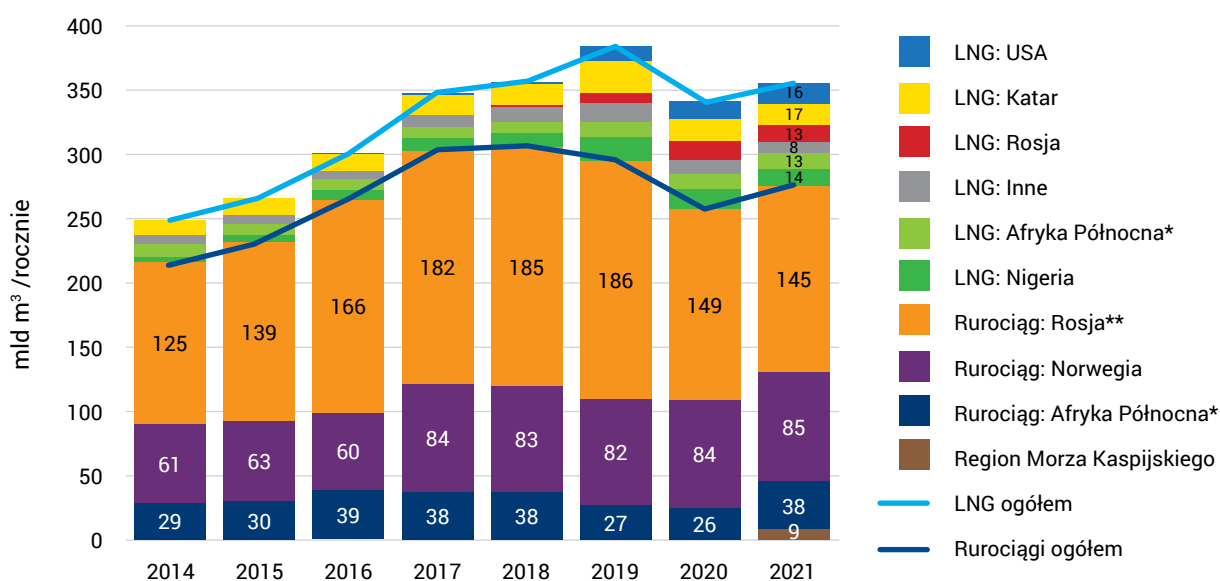
\*\*\*Terminal LNG w Świnoujściu jest w trakcie rozbudowy. Jego zdolności odbiorcze zwiększą się z 5 do 8,3 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

Ich łączna zdolność odbiorcza wynosi niemal 160 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Pełne wykorzystanie zdolności odbiorczych infrastruktury terminalowej pozwoliłoby na pokrycie ok. 39% zapotrzebowania Unii Europejskiej na gaz odnotowanego w 2021 r.

Podsumowując zdolności techniczne infrastruktury transportowej (rurociągi i terminale LNG) umożliwiającej dostawy importowanego gazu do UE wynoszą łącznie 619,2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. To zdecydowanie więcej od potrzeb importowych całej Unii Europejskiej, które nigdy nie przekroczyły 500 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie w latach 2012–2021. Największy udział w zdolnościach transportowych posiadają działające

rurociągi tłoczące rosyjski gaz – 41%. Po uruchomieniu Nord Stream 2 ten udział zwiększyłby się niemal do 50%. Takie przewymiarowanie infrastruktury na kierunku wschodnim sprzyjało umacnianiu się na rynkach UE Rosji działającej za pomocą koncernu Gazprom. W konsekwencji wieloletniego procesu Rosja stała się największym dostawcą gazu do Unii Europejskiej, uzależniając wiele państw od swojego surowca. Poniższy wykres ukazuje wielkość i strukturę importu gazu do UE w latach 2014–2021. Rosyjski gaz przez wszystkie zbadane lata zdecydowanie dominował, a jego udział w imporcie stale oscylował w przedziale między 40% a 50%.

RYS. 10. **WIELKOŚĆ I STRUKTURA IMPORT GAZU ZIEMNEGO DO UE W LATACH 2014–2021**  
(MLD M<sup>3</sup>/ROK)



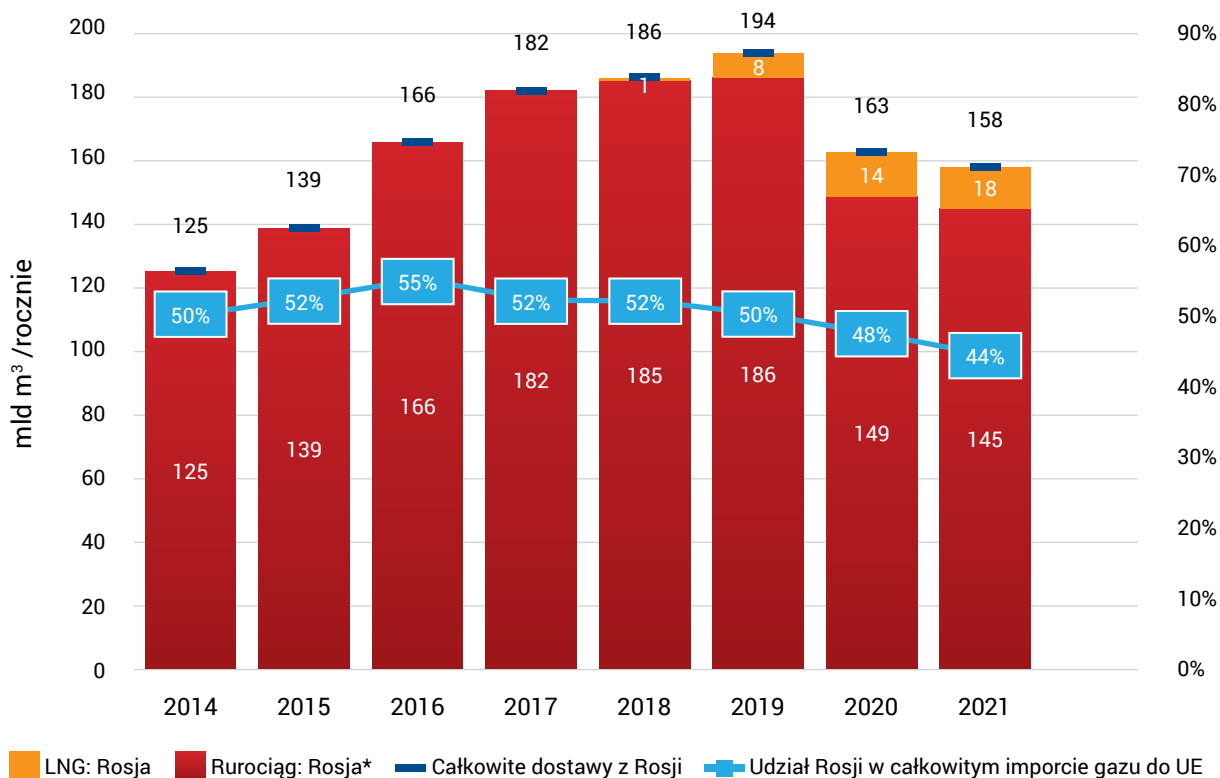
\*W przypadku dostaw rurociągami Afryka Północna obejmuje Algierię, Libię, Maroko i Tunezję; w przypadku dostaw LNG Afryka Północna obejmuje tylko Algierię.

\*\*Dostarczone wolumeny bezpośrednio z Rosji, a także przez Ukrainę i Białoruś.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

W badanym okresie lat 2014–2019 całkowity import UE z Rosji wzrósł ze 125 mld m<sup>3</sup> w 2014 r. do 194 mld m<sup>3</sup> w 2019 r. Spadek do 163 i 158 mld m<sup>3</sup> nastąpił w okresie walki z pandemią COVID-19 przypadającą na lata 2020-2021 (Rys. 11).

RYŚ. 11. **IMPORT GAZU ZIEMNEGO DO UE Z ROSJI W LATACH 2014–2021 (MLD M<sup>3</sup>/ROK)**



\*Obejmuje ilości dostarczane bezpośrednio z Rosji, a także przez Ukrainę i Białoruś.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu



## 1.2. Kryzys gazowy w latach 2021-2022 w Unii Europejskiej

Poczynając od pierwszych miesięcy 2020 r., rynki gazu w Unii Europejskiej zaczęły funkcjonować w nadzwyczajnych warunkach, które wypaczyły ich dotychczasowe normalne funkcjonowanie. W pierwszej kolejności sektor gazowy musiał się zmierzyć z konsekwencjami globalnej walki z pandemią COVID-19. Reakcją poszczególnych rządów państw UE na rozlewające się zakażenia było m.in. zdecydowane ograniczenie mobilności i kontaktów społecznych. W tym celu wprowadzano liczne obostrzenia i ograniczenia w różnych obszarach życia gospodarczego i społecznego. W efekcie takich działań nastąpiło powszechne zmniejszenie zapotrzebowania na energię i paliwa. Spadek popytu na gaz utrzymywał się w UE przez trzy kwartały 2020 r., odpowiednio: I kwartał - 5%, II kwartał - 10%, III kwartał - 6%<sup>22</sup>. Odnotowywany spadek konsumpcji odbijał się także na zmniejszeniu zainteresowania importem gazu ziemnego do UE realizowanego zarówno transportem rurociągowym, jak i morskim (część zamówień na ładunki LNG przeznaczone do Europy anulowano w lipcu i sierpniu 2020 r.)<sup>23</sup>. Sytuacja na rynkach europejskich wpisywała się w tym czasie w ogólnoświatowy trend zmniejszania zapotrzebowania na paliwo gazowe. EIA szacowała, że w 2020 r. światowa konsumpcja gazu miała się skurczyć o 4% w porównaniu do 2019 r., a w samych Stanach Zjednoczonych USA o 2,5%<sup>24</sup>. Prognozy IEA na 2021 r. zakładały natomiast stopniowy wzrost popytu na gaz w skali globalnej<sup>25</sup>. Przewidywano jednocześnie, że utrzymana zostanie, jak w latach poprzednich, nadpodaż gazu ziemnego, szczególnie w segmencie LNG<sup>26</sup>. W 2021 r. sytuacja na europejskich rynkach gazu potoczyła się jednak odmiennie niż zakładano, ewoluując w kierunku kryzysu wywołanego przez czynniki geopolityczne.

W 2021 r. następowało przywracanie normalnego trybu funkcjonowania gospodarek narodowych przez kolejne państwa, co w połączeniu z mroźną i przedłużającą się zimą w konsekwencji doprowadziło do zwiększenia zapotrzebowania na gaz w skali globalnej<sup>27</sup>. W przypadku Europy rozwój sytuacji rynkowej znalazł się natomiast pod narastającą presją czynników politycznych. Federacja Rosyjska rozpoczęła bowiem koncentrację swoich wojsk wokół Ukrainy, zgłaszając jednocześnie werbalne groźby i pretensje

22 Komisja Europejska, *Market analysis. The Commission produces quarterly reports on EU gas and electricity markets*. op. cit.

23 Ibidem.

24 Międzynarodowa Agencja Energii, *Natural gas*, <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/natgas.php>

25 Międzynarodowa Agencja Energii, *Gas 2020*, <https://www.iea.org/reports/gas-2020>

26 European Gas Hub, *US Gas Driving TTF & LNG Prices*, <https://www.europeangashub.com/us-gas-driving-ttf-lng-prices.html>

27 CIRE.pl, *Rok 2021 na rynku gazu - ceny, Gazprom, Nord Stream 2*, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/rok-2021-na-rynku-gazu--rekordowe-ceny-gazprom-nord-stream-2>

wobec tego państwa, Sojuszu Północnoatlantyckiego oraz Unii Europejskiej. Eskalowanie przez Rosję napięcia polityczno-militarnego wokół Ukrainy skoordynowane zostało z konkretnymi działaniami zmierzającymi do zdestabilizowania sytuacji na europejskich rynkach gazu. Wykonawcą polityki Kremla na tym polu był Gazprom, który podjął działania ograniczające bieżącą i perspektywiczną podaż gazu na rynki UE. Rosyjski koncern ograniczył, a następnie zaprzestał oferowania gazu w ramach akcji prowadzonych na platformie handlowej Gazpromu Export LLC. Ostatniej transakcji handlowej na tej platformie dokonano 13 października 2021 r.<sup>28</sup> Sprzedaż na wspomnianej platformie stanowiła dodatkowe, uzupełniające wobec kontraktów długoterminowych, źródło pozyskiwania gazu z Rosji, pełniąc tym samym funkcję bilansową dla rynków gazu w UE.

Przed sezonem zimowym 2021/2022 Rosja doprowadziła do utrzymania niskich stanów wypełnienia magazynów gazu znajdujących się na terenie państw członkowskich UE, których operatorzy znajdują się pod kontrolą kapitałową Gazpromu. Brak gromadzonych jak co roku odpowiednich zapasów gazu, ograniczył możliwości podażowe w okresie zimowego zwiększenia zapotrzebowania na paliwo gazowe. Przed wybuchem wojny Gazprom kontrolował łącznie osiem podziemnych magazynów gazu rozmieszczonych na terenie pięć państw członkowskich UE, w tym cztery w Niemczech oraz po jednym w Austrii, Czechach i Niderlandach. Ich łączna pojemność wynosi 15 mld m<sup>3</sup>.<sup>29</sup>

Rosjanie wielokrotnie komunikowali brak zainteresowania wykupem dodatkowych przepustowości na magistralach rurociągowych przechodzących przez Polskę (Gazociąg Jamalski) oraz przez Ukrainę (Gazociąg Braterstwo).

W efekcie powyższych działań Gazpromu ceny gazu ziemnego notowane we wszystkich centrach handlu gazem w Europie gwałtownie wzrastały, osiągając historyczne rekordy pod koniec 2021 r. Na holenderskim hubie gazowym TTF w dniu 21 grudnia na rynku kontraktów terminowych cena za 1 MWh gazu osiągnęła historycznie najwyższy poziom 180 EUR<sup>30</sup>. Wzrosty cen obserwowane na poszczególnych europejskich hubach gazowych były w pierwszej kolejności efektem oddziaływania czynnika geopolitycznego, który potęgował ryzyka obciążające ciągłość dostaw surowca importowanego do UE. Materializacja ryzyk związanych z rozwojem sytuacji międzynarodowej nastąpiła natomiast 24 lutego 2022 r. w wyniku rozpoczęcia otwartej i pełnoskalowej agresji militarnej Federacji Rosyjskiej na Ukrainę. Na terytorium ukraińskim, będącym obszarem tranzytowym dla dostaw rosyjskiego gazu do Unii Europejskiej, rozpoczęły się działania zbrojne, wprowadzając kolejne zagrożenie dla znajdującej się tam infrastruktury transportowej i magazynowej. Kolejnym uderzeniem w bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców europejskich było podpisanie przez prezydenta Federacji Rosyjskiej w dniu 31 marca 2022 r. dekretu o wprowadzeniu płatności w rublach za gaz dostarczany do kontrahentów pochodzących z „nieprzyjaznych państw”<sup>31</sup>. Jednocześnie rzecznik prasowy rosyjskiego prezydenta Dmitrij Pieskow oświadczył, że

28 WNP.pl, *Gazprom ma platformę, z której nie korzysta. Tak zawyża ceny gazu*, <https://www.wnp.pl/gazownictwo/gazprom-ma-platforme-z-ktorej-nie-korzysta-tak-zawyza-ceny-gazu,561290.html>

29 Rzeczpospolita, *Gazprom straci podziemne magazyny gazu w Unii Europejskiej*, <https://energia.rp.pl/gaz/art36008071-gazprom-straci-podziemne-magazyny-w-unii-europejskiej>

30 Money.pl, *Rekordowe ceny gazu w Holandii. Takich wzrostów nigdy wcześniej nie odnotowano*, <https://www.money.pl/gospodarka/rekordowe-ceny-gazu-w-holandii-takich-wzrostow-nigdy-wczesniej-nie-odnotowano-6717923727809408a.html>

31 Business Insider, *Putin podpisał dekret o płatności za gaz w rublach. PGNiG nie komentuje*, <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/prezydent-rosji-wladimir-putin-podpisal-dekret-o-platnosci-za-gaz-w-rublach-pgnig-nie/4lbdbcn>

„(...) Rosja nie dostarczy gazu ziemnego do Europy, jeśli Unia Europejska odmówi zapłaty w rublach”<sup>32</sup>. Rosyjskie groźby w ciągu kolejnych miesięcy zaczęły się spełniać w stosunku do poszczególnych państw UE i NATO:

- 27 kwietnia 2022 r. – Gazprom Export wstrzymuje dostawy do Polski i Bułgarii z powodu braku zgody rozliczania płatności za import w rublach.
- 21 maja 2022 r. – Gazprom Export przerwał dostawy do Finlandii w odwecie za wszczęcie przez to państwo procedury akcesyjnej do NATO.
- 1 czerwca 2022 r. – Gazprom Export wstrzymał realizację dostaw w ramach kontraktu zawartego z duńskim koncernem Orsted, który nie zgodził się na dokonywanie płatności w rublach.
- 1 czerwca 2022 r. – Gazprom Export wstrzymał realizację dostaw w ramach kontraktu zawartego z koncernem Shell Energy, który nie zgodził się na dokonywanie płatności w rublach. Gaz pozyskiwany przez Shell Energy trafiał na rynek niemiecki.
- 16 czerwca 2022 r. – Gazprom zredukował o 40% dostawy do Niemiec realizowane rurociągiem Nord Stream 1. Oficjalnym powodem takiej decyzji rosyjskiego koncernu miała być przedłużająca się naprawa agregatu sprężarki gazu<sup>33</sup>. W konsekwencji obniżyła się wielkość dobowych dostaw gazu do Niemiec, Austrii, Włoch i Francji<sup>34</sup>. Wprowadzone w czerwcu przez rosyjski Gazprom ograniczenia dostaw gazu do kontrahentów w Niemczech, Francji, Włoszech i Austrii zbiegło się z wizytą prezydenta Francji, kanclerza Niemiec oraz premiera Włoch w Kijowie 16 czerwca 2022 r.
- 18 czerwca 2022 r. – Gazprom Export poinformował o czasowym wstrzymaniu dostaw gazu do Turcji realizowanych przez rurociąg Turkish Stream z powodu „prac konserwacyjnych”.
- 15 czerwca 2022 r. – Gazprom w swoim komunikacie poinformował, że w okresie od 1 stycznia do 15 czerwca 2022 r. eksport gazu do państw europejskich (z wyłączeniem państw bałtyckich i Turcji) spadł o 26,7 mld m<sup>3</sup>, czyli o 28,9% rok do roku<sup>35</sup>.
- 11-21 lipca 2022 r. – Spółka Nord Stream AG wyłączyła obie linie systemu Nord Stream 1, uzasadniając swoją decyzję koniecznością przeprowadzenia rutynowych prac konserwacyjnych.
- 2 września 2022 r. – Gazprom informuje o całkowitym wstrzymaniu dostaw gazu przez Nord Stream 1 do czasu usunięcia szkód.
- Dodatkowo w dniach 26 - 28 września odnotowano łącznie cztery wycieki na rurociągach Nord Stream 1 i 2<sup>36</sup>.

32 A. Zygiel, *Pieskow o odmowie płacenia za gaz rublami: Nie ma płatności, nie ma gazu*, [https://www.rmfm24.pl/raporty/raport-wojna-z-rosja/gospodarka/news-pieskow-o-odmowie-placenia-za-gaz-rublami-nie-ma-platnosci-n,nld,5924765#crp\\_state=1](https://www.rmfm24.pl/raporty/raport-wojna-z-rosja/gospodarka/news-pieskow-o-odmowie-placenia-za-gaz-rublami-nie-ma-platnosci-n,nld,5924765#crp_state=1)

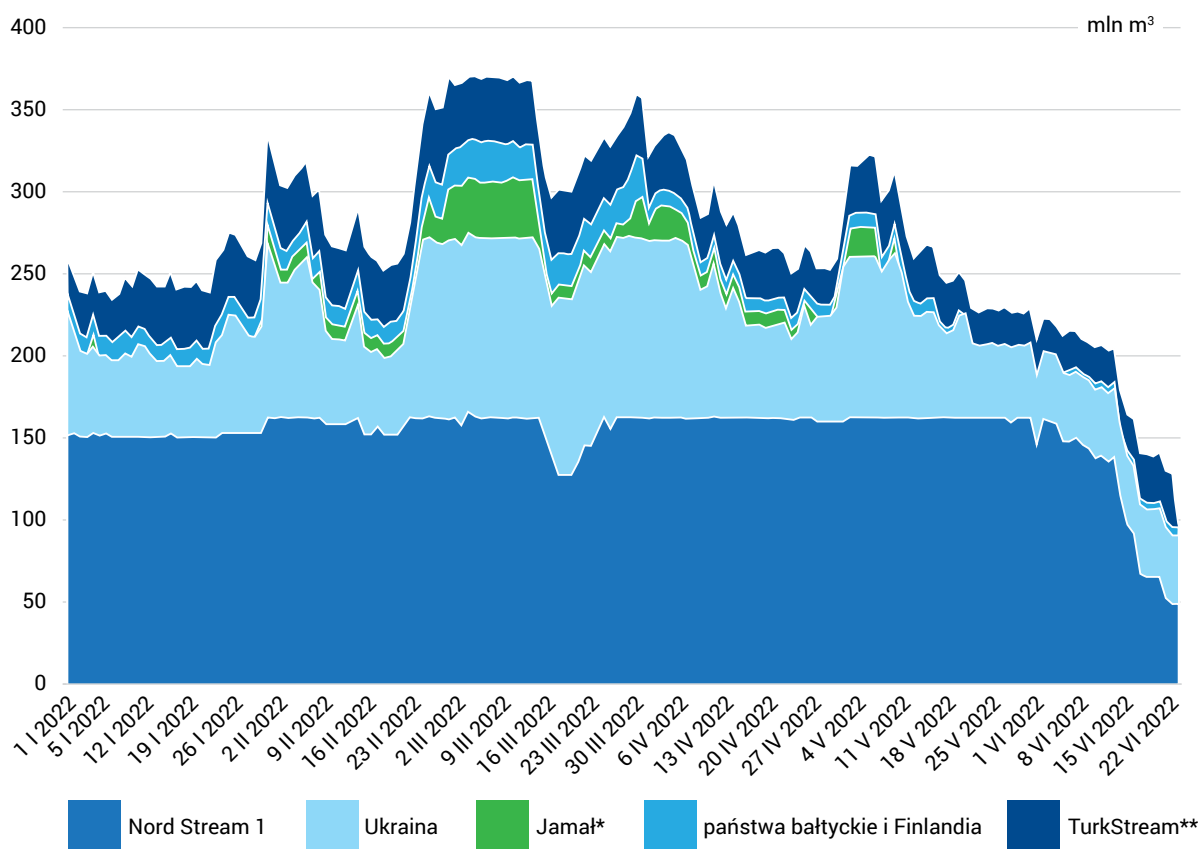
33 Deutsche Welle, *Nord Stream 1. Rosja odcina dostawy gazu do Niemiec*, 14.06.2022 r., <https://www.dw.com/pl/nord-stream-1-rosja-redukuje-dostawy-gazu-do-niemiec/a-62129593>

34 Rzeczpospolita, *Gazprom odcina dostawy gazu do Włoch i Austrii*, <https://energia.rp.pl/gaz/art36525811-gazprom-obcina-dostawy-gazu-do-wloch-i-austrii>

35 S. Kardaś, *Rosja: kolejne ograniczenia dostaw gazu do Europy*, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2022-06-17/rosja-kolejne-ograniczenie-dostaw-gazu-do-europy>

36 S. Kardaś, A. Łoskot-Strachota, *Dywersonia na gazociągach Nord Stream 1 i Nord Stream 2*, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2022-09-29/dywersonia-na-gazociagach-nord-stream-1-i-nord-stream-2>

RYS. 12. **DYNAMIKA PRZESYŁU ROSYJSKIEGO GAZU DO EUROPY W OKRESIE STYCZEŃ – KWIECIEŃ 2022 R.**



\* Przesył Jamałem został całkowicie wstrzymany od 11 maja 2022 r.

\*\* Przesył TurkStreamem został czasowo wstrzymany w związku z pracami konserwacyjnymi w dniach 21-27 czerwca 2022 r.

Źródło: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2022-06-24/imperium-kontratakuje-narastajacy-kryzys-w-ue-po-zmniejszeniu>

Powtarzające się wyłączenia bądź ograniczenia dostaw rosyjskiego gazu do poszczególnych państw i kontrahentów w Europie oczywiście spotęgowały nerwowość i obawy uczestników rynku w Europie o dostępność paliwa gazowego w perspektywie kolejnego sezonu zimowego 2022/2023. 16 czerwca bezpośrednio po wprowadzeniu ograniczeń przepływu gazu przez Nord Stream 1, wycena kontraktów miesięcznych i kwartalnych na największym europejskim hubie gazowym TTF wzrosła o 50-60%, osiągając poziom 133 EUR za 1 MWh<sup>37</sup>.

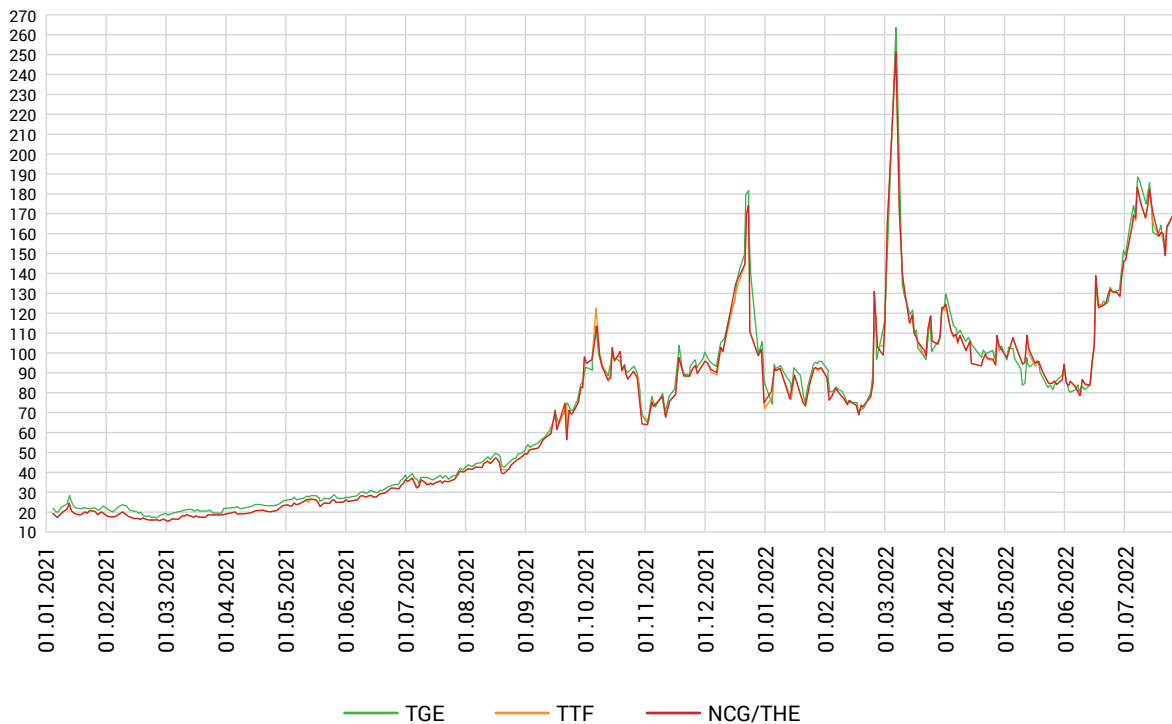
W ocenie Goldman Sachs z marca 2022 r. rachunki za energię płacone przez gospodarstwa domowe w Europie mogą wzrosnąć o 150-200% w konsekwencji oddziaływania czynników geopolitycznych. „Jeśli napięcia geopolityczne będą się przedłużać, region może stanąć w obliczu wzrostu kosztów energii (gaz, energia elektryczna) o 1,4 bln EUR, co stanowi niemal 10% Produktu Krajowego Brutto Unii Europejskiej - wynikało z analizy banku<sup>38</sup>.

37 Bankier, *Gazprom przykręca kurek na Nord Stream. Ceny gazu w górę nawet o 60 proc. w ciągu dwóch dni*, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Gaz-na-europejskim-ryнку-podrozał-nawet-o-60-proc-w-ciagu-dwoch-dni-8358338.html>

38 Polska Agencja Prasowa, *Kryzys energetyczny. Tak mogą rosnąć rachunki w UE*, <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/kryzys-energetyczny-tak-moga-rosnac-rachunki-w-ue/jq9jr0h>

### RYS. 13. PORÓWNANIE DYNAMIKI CEN GAZU NA RYNKACH DNIA NASTĘPNEGO TGE, TTF, NCG/THE W OKRESIE OD 01.01 2021 R. DO 31.07.2022 R.

EUR/MWh      Dzinne ceny zamknięcia na europejskich rynkach spot gazu ziemnego (2021-22, na koniec lipca 2022 r.)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE, TTF, NCG/THE

Ceny gazu dla gospodarstw domowych w całej UE wzrosły średnio o 22% w stosunku do poziomu z 2021 r. Tymczasem w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Niderlandach ceny gazu poszybowały odpowiednio o 58, 83 i 85%. Konsekwencją tego jest wzrost liczby gospodarstw domowych dotkniętych ubóstwem energetycznym w UE28 o ponad 50% według stanu na czerwiec 2022 r.

## 1.3. Konsekwencje kryzysu gazowego dla Unii Europejskiej

### a. Wzrost cen energii elektrycznej

Ze względu na znaczący udział gazu w produkcji energetycznej w Unii Europejskiej, o czym wyżej napisano, wzrastające ceny gazu stały się także kluczowym czynnikiem wpływającym na wzrost kosztów jej produkcji. W ocenie Europejskiego Banku Centralnego obserwowane wzrosty cen gazu ziemnego oraz energii elektrycznej mogą doprowadzić do osłabienia aktywności gospodarczej w strefie euro. Przede wszystkim obniżają realny dochód gospodarstw domowych oraz ich dochód rozporządzalny, co może spowodować obniżenie konsumpcji. W konsekwencji spadną zamówienia dla przemysłu i sektora usług<sup>39</sup>.

**„Dziś Europa znajduje się w centrum międzynarodowej burzy energetycznej napędzanej zawirowaniami na rynkach gazu ziemnego”**

*Fatih Birol, Dyrektor Wykonawczy IEA<sup>40</sup>*

### b. Wzrost inflacji

W opinii wielu ekspertów rosnące ceny gazu stały się kluczowym czynnikiem napędzającym globalną inflację.

**„(...) gaz ziemny jest obecnie najgorętszym towarem na świecie. Jest to kluczowy czynnik napędzający globalną inflację, powodujący skoki cen, które są ekstremalne nawet jak na dzisiejsze niespokojne rynki – około 700% w Europie od początku zeszłego roku, popychając kontynent na skraj recesji”<sup>41</sup>**

*(Bloomberg, lipiec 2022 r.).*

39 Europejski Bank Centralny, *Natural gas dependence and risks to euro area activity*, "ECB Economic Bulletin", Issue 1/2022, [https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202201\\_04~63d8786255.en.html](https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202201_04~63d8786255.en.html)

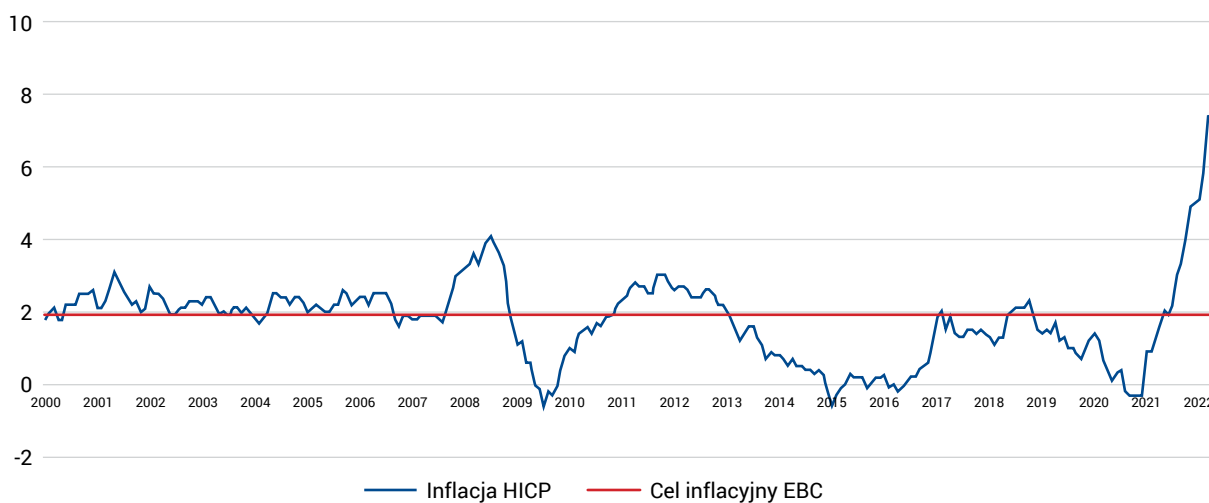
40 Międzynarodowa Agencja Energii, *Europe and the world need to draw the right lessons from today's natural gas crisis*, <https://www.iea.org/commentaries/europe-and-the-world-need-to-draw-the-right-lessons-from-today-s-natural-gas-crisis>

41 G. Freitas Jr, S. Stapczynski, A. Shiryayevskaya, *Natural Gas Soars 700%, Becoming Driving Force in the New Cold War*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-07-05/the-global-energy-crisis-just-got-even-worse-here-s-why>



Za bezpośrednią konsekwencję kryzysu gazowego, czy szerzej energetycznego dla państw Unii Europejskiej, uznać można gwałtowny wzrost inflacji. W maju 2022 r. inflacja w strefie euro wzrosła do rekordowo wysokiego poziomu 8,1%, przekraczając ponad czterokrotnie cel Europejskiego Banku Centralnego wynoszący 2%<sup>42</sup>. Dalsze konsekwencje kryzysu gazowego dla Autorów raportu oczywiście nie są znane. Jednak prawdopodobnym scenariuszem w perspektywie najbliższych kilkunastu miesięcy może być pojawienie się symptomów recesji w obszarze gospodarczym Unii Europejskiej.

RYS. 14. **DYNAMIKA INFLACJI W STREFIE EURO**



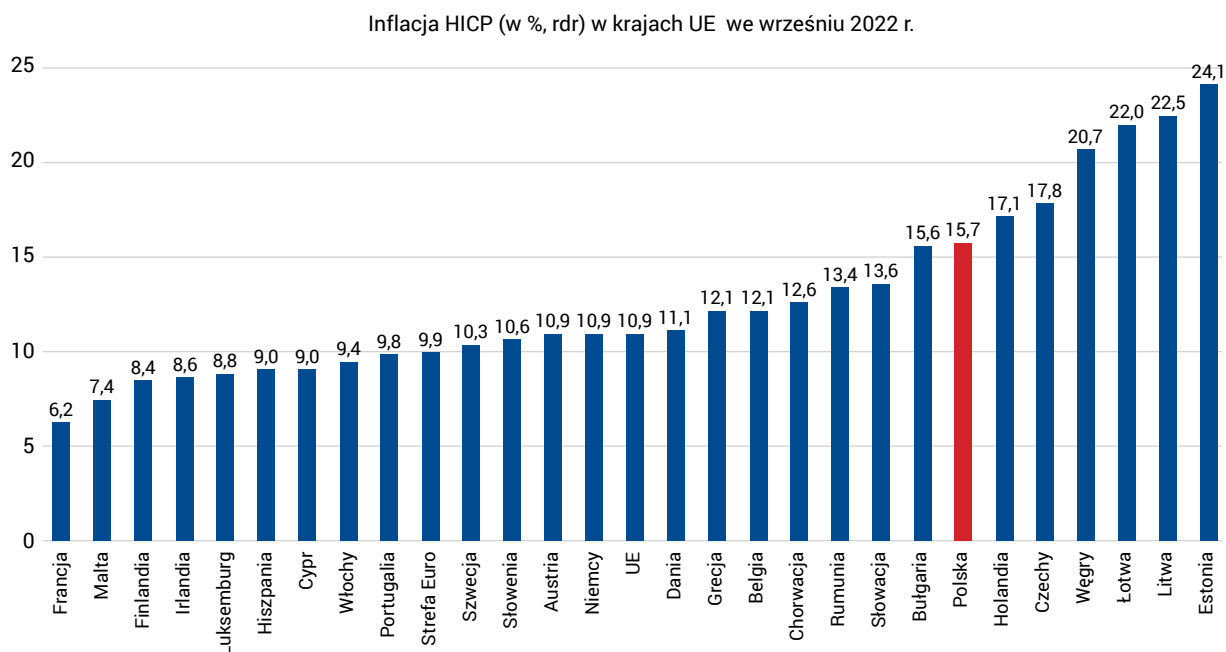
Źródło: <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Inflacja-w-strefie-euro-maj-2022-8347785.html>

W strefie euro wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w okresie styczeń–wrzesień 2022 r. postępował coraz szybciej, osiągając poziom 10%<sup>43</sup>. We wrześniu inflacja najmocniej uderzyła w państwa bałtyckie: Litwę – 22,5%, Łotwę – 22,4%, a także w Holandię – 17,1% i Słowację – 13,6%. W tym samym czasie jednocyfrowy poziom inflacji w maju odnotowano natomiast m.in. we Francji – 6,2% i w Malcie – 7%<sup>44</sup>.

42 Reuters, *Euro Zone inflation confirmed at record high 8.1% in May*, <https://www.reuters.com/markets/europe/euro-zone-inflation-confirmed-record-high-81-may-2022-06-17/>

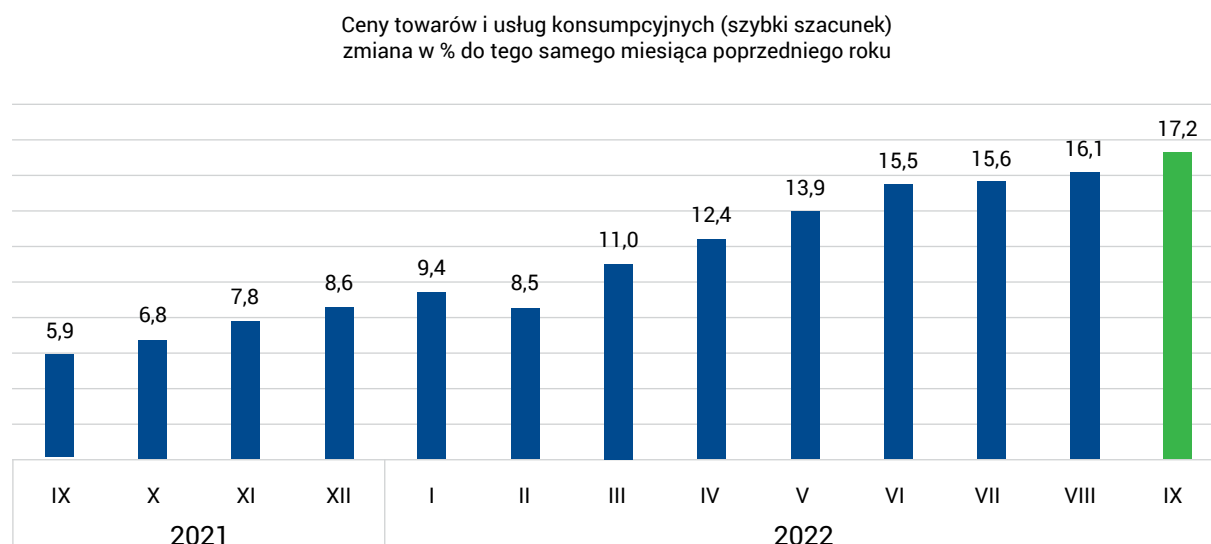
43 K. Kolany, *Inflacja w strefie euro dobiła do 10%*, 30.09.2022 r., <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Inflacja-HICP-w-strefie-euro-wrzesien-2022-8414702.html>

44 Ibidem.

RYS. 15. **POZIOM INFLACJI W POSZCZEGÓLNYCH PAŃSTWACH STREFY EURO WE WRZEŚNIU 2022 R.**

Źródło: <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Inflacja-w-strefi-euro-wrzesien-2022-dane-finalne-8425348.html>

W Polsce, pozostającej poza strefą euro, wzrost inflacji liczony rok do roku osiągnął we wrześniu 2022 r. poziom 17,2%<sup>45</sup>.

RYS. 16. **DYNAMIKA INFLACJI W POLSCE W OKRESIE MAJ 2021 – WRZEŚNIŃ 2022 R.**

Źródło: <https://www.money.pl/gospodarka/inflacja-w-polsce-wrzesien-2022-r-oficjalne-dane-gus-6817890452691808a.html>

45 Ibidem.

### c. Zmiany w strukturze importu gazu do UE

W pierwszym kwartale 2022 r. ogólny import gazu do UE wzrósł o 10%, natomiast import gazu LNG wzrósł aż o 72%. Jednocześnie spadał import rosyjskiego gazu: tranzytem przez Białoruś o 72% i tranzytem przez Ukrainę o 41%. Łącznie dostawy rosyjskiego gazu realizowane drogą rurociągową w pierwszym kwartale 2022 r. stanowiły jedynie 28% całkowitego importu gazu do UE<sup>46</sup>. W kolejnych miesiącach udział rosyjskiego gazu w zaopatrzeniu rynków UE konsekwentnie malał, a w jego miejsce wchodziły kolejne dostawy LNG. Według szacunków Polskiego Instytutu Ekonomicznego w okresie styczeń–lipiec 2022 r. do Unii Europejskiej dotarło 52,8 mld m<sup>3</sup> gazu skroplonego. W analogicznym okresie 2021 r. było to jedynie 32,4 mld m<sup>3</sup>, a zatem wzrost w ujęciu rocznym wyniósł 63%<sup>47</sup>.

### d. Zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w UE

W konsekwencji bardzo wysokich cen, gaz ziemny, pomimo swojej niższej emisyjności, przestał być ekonomicznie atrakcyjnym paliwem dla elektroenergetyki. W warunkach przedkryzysowych węgiel przegrywał konkurencję z paliwem gazowym w europejskiej energetyce w wyniku połączenia niskich cen gazu i rosnącego kosztu zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Jednak bezprecedensowo wysokie ceny gazu miały większy wpływ na koszty wytwarzania w elektroenergetyce niż także rosnące ceny węgla. W konsekwencji tych zmian cenowych oraz zwiększających się obaw o dostępność paliwa gazowego, do drugiej połowy 2021 r. w produkcji energii elektrycznej nasilił się trend przechodzenia z gazu na węgiel kamienny lub węgiel brunatny. Elektrownie na węgiel kamienny i brunatny były w stanie wydłużyć swoje godziny pracy kosztem konkurentów gazowych<sup>48</sup>. Taki trend odnotowany został już w pierwszym kwartale 2022 r., kiedy produkcja elektrowni węglowych (węgiel kamienny i brunatny łącznie) wzrosła o 11%, a elektrowni gazowych jedynie o 5%<sup>49</sup>. Natomiast w drugim kwartale 2022 r. w całej UE produkcja energii elektrycznej z węgla (łącznie kamiennego i brunatnego) wzrosła o 19% przy jednoczesnym spadku generacji z gazu ziemnego o 7%<sup>50</sup>.

46 Komisja Europejska, *Market analysis. The Commission produces quarterly reports on EU gas and electricity markets*. op. cit.

47 R. Ditrich, *Dostawy gazu do UE – odcinamy się od Rosji, kupujemy więcej zza oceanu niż ze Wschodu*, <https://obserwatorgospodarczy.pl/2022/08/14/dostawy-gazu-do-ue-odcinamy-sie-od-rosji-kupujemy-wiecej-zza-oceanu-niz-ze-wschodu/>

48 Komisja Europejska, *Quarterly reports on European electricity markets*, Volume 15, (issue 1, covering first quarter of 2022) s. 20-21.

49 Ibidem, s. 4.

50 Komisja Europejska, *Quarterly reports on European electricity markets*, Volume 15, (issue 1, covering second quarter of 2022), s. 3.

## 1.4. Ocena sytuacji

Aktualny kryzys dotyczący rynki gazu i szerzej gospodarkę energetyczną w Europie, jest zjawiskiem wywołanym i napędzanym przez czynniki geopolityczne. To one są źródłem trudności z dostępem europejskich odbiorców do surowców energetycznych (ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel kamienny). Problemy te są jednak odpryskiem ewolucji sytuacji politycznej na kontynencie europejskim, która dynamizowana jest przez realizującą swoje aspiracje imperialne Federację Rosyjską<sup>51</sup>. Motywacje i cele polityki rosyjskiej zostały wyjaśnione w rozdziale drugim niniejszego Raportu. Analizując sytuację europejskich rynków gazu ziemnego można stwierdzić, że poczynając od drugiej połowy 2021 roku stały się one ofiarą eskalującej wojny ekonomicznej między Federacją Rosyjską a Unią Europejską. Unia Europejska, potępiając napaść zbrojną Rosji na Ukrainę, zastosowała wobec agresora ekonomiczne instrumenty nacisku w postaci kolejnych pakietów sankcji. W ramach tej konfrontacji gaz ziemny został wykorzystany przez Rosję jako broń ekonomiczna spełniająca rolę środka nacisku na poszczególne rządy państw członkowskich Unii Europejskiej. Użycie broni gazowej ma prowadzić do osiągnięcia przez Rosję celów politycznych takich jak:

- destabilizacja polityczno-społeczna w państwach Unii Europejskiej, które zaangażowały się w pomoc Ukrainie poprzez wywołanie wysokiej inflacji i pogorszenie sytuacji ekonomicznej ich obywateli,
- złamanie jedności politycznej państw UE poprzez wybiórcze stosowanie gróźb i selektywne użycie broni gazowej,
- powstrzymanie przyjmowania kolejnych pakietów sankcji ekonomicznych przez UE.

W toczącej się w 2022 r. rozgrywce energetycznej między Unią Europejską a Federacją Rosyjską, to strona rosyjska przejęła inicjatywę ograniczając dostaw gazu i uwiarygadniając scenariusz ich całkowitego przerwania. Rosja tym samym wyprzedziła zadeklarowane przez Komisję Europejską odejście od zależności rosyjskiego surowca. Wrażliwość strony europejskiej wynika natomiast z dużego uzależnienia od importu paliwa gazowego oraz braku adekwatnych do zaistniałej sytuacji narzędzi neutralizujących zaistniałe zagrożenie ze strony Federacji Rosyjskiej. Użycie broni gazowej było komunikowane m.in. w lutym 2022 r. przez wiceprzewodniczącego Rady Bezpieczeństwa Federacji Rosyjskiej Dmitrija Miedwiediewa w kontekście wstrzymania przez rząd Niemiec certyfikacji rurociągu Nord Stream 2: „Kancelerz Niemiec Olaf Scholz zarządził wstrzymanie certyfikacji gazociągu Nord Stream 2. Dobrze. Witamy

51 Motywacje i cele polityki rosyjskiej zostały wyjaśnione w kolejnej części Raportu - w rozdziale drugim.

w nowym wspaniałym świecie, w którym Europejczycy już niedługo zapłacą 2000 euro za 1000 metrów sześciennych gazu<sup>52</sup>. Natomiast w przekonaniu prezesa Gazpromu Aleksieja Millera, co wyraził w czerwcu 2022 r., wina za kryzys gazowy w Europie spoczywa w pierwszej kolejności na Unii Europejskiej. Krytyce poddawano przy tym odchodzenie kontrahentów europejskich od kontraktów długoterminowych opartych na formułach cenowych wiążących cenę gazu z ceną ropy naftowej na rzecz mechanizmów giełdowych<sup>53</sup>. Prezes Gazpromu kontynuując wątek modelu handlu rosyjskim gazem z europejskimi odbiorcami stwierdził: „Nasz produkt, nasze zasady. Nie będziemy podlegać regułom, których sami nie stworzyliśmy”<sup>54</sup>. Rosja stara się przy tym wykazać, że wymierzone w nią unijne sankcje oraz odejście od jej surowców jest przeciwnie skuteczne i będą szkodzić przede wszystkim samej Unii Europejskiej. Prezydent Federacji Rosyjskiej Władimir Putin odnosząc się do aktualnej polityki odejścia Unii od rosyjskich surowców energetycznych stwierdził: „Wiemy, że Europejczycy starają się zastąpić rosyjską energię. Jednakże rezultatem tych zabiegów będzie wzrost cen gazu na rynku, a co za tym idzie, wzrost kosztów dla konsumentów”<sup>55</sup>. W opinii polskiego premiera Mateusza Morawieckiego „Rosja chce zgotować Europie, zwłaszcza na jesień, na zimę, na sezon grzewczy, bardzo poważny kryzys energetyczny”<sup>56</sup>. Świadomość zwiększającego się ryzyka długotrwałych niedoborów gazu w okresie jesienno-zimowym pozwoliła przewodniczącej Komisji Europejskiej Ursuli von der Leyen klarownie zdefiniować sytuację, w jakiej znalazła się Unia Europejska: „Musimy przygotować się na dalsze zakłócenia dostaw gazu, a nawet całkowite odcięcie go przez Rosję. Obecnie w sumie 12 państw członkowskich jest bezpośrednio dotkniętych częściowymi lub całkowitymi ograniczeniami dostaw gazu. To oczywiste: Putin nadal używa energii jako broni”<sup>57</sup>.

Takie przygotowania zaczęły podejmować rządy poszczególnych państw UE oraz Komisja Europejska:

- 23 czerwca 2022 r. – rząd Niemiec wprowadził stan awaryjny przewidzianego przez krajowy plan działań zapobiegawczych – „Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland”<sup>58</sup>, w celu ochrony przede wszystkim odbiorców przemysłowych<sup>59</sup>.
- 13 lipca 2022 r. – rząd Węgier zdecydował o wprowadzeniu stanu zagrożenia energetycznego i podjęciu od sierpnia szeregu kroków, obejmujących m.in. zakaz eksportu surowców energetycznych<sup>60</sup>.

52 M. Gostkiewicz, *Miedwiediew straszy cenami gazu. Odgraża się za ruch Niemiec*, <https://wiadomosci.wp.pl/miedwiediew-straszy-cenami-gazu-2-tys-euro-za-1-tys-metrow-szesciennych-6740126849657760a>

53 Ibidem.

54 W. Jakóbk, *Gazprom ogranicza dostawy gazu. Ukraina ostrzega, że wysokie ceny mają paraliżować Zachód*, <https://biznesalert.pl/gazprom-ograniczenie-dostaw-gazu-europa-ukraina-ostrzega-energetyka-gaz/>

55 J. Kędzierska, *Władimir Putin straszy Europę wysokimi cenami gazu*, <https://www.wnp.pl/gazownictwo/wladimir-putin-straszy-europe-wysokimi-cenami-gazu,600614.html>

56 Bankier, *Zimą czeka nas poważny kryzys energetyczny, Są dwa wyjścia*, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Rosja-szykuje-powazny-kryzys-energetyczny-zima-UE-chce-jemu-zaradzic-8362926.html>

57 Money.pl, *Von der Leyen; musimy przygotować się nawet na odcięcie gazu przez Rosję*, <https://www.money.pl/gielda/von-der-leyen-musimy-przygotowac-sie-nawet-na-odciecie-gazu-przez-rosje-6787464328231488a.html>

58 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland*, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=9)

59 S. Meredith, *Germany triggers 'alert level' of emergency gas plan, sees high risk of long-term supply shortages*, <https://www.cnn.com/2022/06/23/germany-triggers-alert-level-of-emergency-gas-plan-sees-high-risk-of-long-term-supply-shortages.html>

60 Polska Agencja Prasowa, *Węgierski rząd zdecydował o wprowadzeniu stanu zagrożenia energetycznego*, <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1370822%2CWegierski-rzad-zdecydowal-o-wprowadzeniu-stanu-zagrozenia-energetycznego>

- 16 sierpnia 2022 r. – prezydent Rzeczypospolitej Polskiej podpisał ustawę o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa. Na mocy tej ustawy m.in. do końca 2027 r. przedłużony został obowiązek zatwierdzania przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryf na sprzedaż gazu do odbiorców domowych i strategicznych instytucji pożytku publicznego<sup>61</sup>.

Analizując przebieg obecnego kryzysu gazowego, który dotyka Unię Europejską można dostrzec wyraźną analogię z wydarzeniami 1973 r., czyli kryzysem naftowym. Miał on miejsce w konsekwencji zastosowania przez eksportujące ropę naftową państwa arabskie z regionu Zatoki Perskiej nagłego ograniczenia dostaw do państw zachodnich (m.in. Stanów Zjednoczonych, Francji, Holandii) udzielających poparcia Izraelowi w czasie wojny Jom Kippur. Wprowadzone w październiku 1973 gwałtowne ograniczenie podaży ropy, podobnie jak obecnie w przypadku gazu, wywołało drastyczny wzrost cen tego surowca. W dużej mierze kryzys naftowy przyczynił się do wysokiej inflacji nękającej państwa zachodnie, a w kolejnych latach doprowadził do recesji gospodarczej (szczególnie w Stanach Zjednoczonych)<sup>62</sup>. Tak jak obecnie, był on wywołany dla osiągnięcia celów politycznych i przy wykorzystaniu nadmiernego uzależnienia państw importujących kluczowy surowiec z jednego kierunku i źródła.

61 ISAP, *Ustawa z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu*, Dz.U. 2022 poz. 1723, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20220001723>

62 F.A. Verrastro, G. Caruso, *The Arab Oil Embargo—40 Years Later*, <https://www.csis.org/analysis/arab-oil-embargo%E2%80%99s-40-years-later>



## Podsumowanie rozdziału

- » Gaz ziemny w ramach zliberalizowanego modelu rynku stał się powszechnie wykorzystywanym paliwem w energetyce i ciepłownictwie oraz kluczowym surowcem dla przemysłu w Unii Europejskiej. W 2019 r. państwa członkowskie UE zużyły łącznie 429,4 mld m<sup>3</sup> gazu, który jednocześnie odpowiadał za 21,5% zużycia energii pierwotnej w całej Unii.
- » Zaopatrzenie unijnych rynków gazu w największym stopniu realizowane było (i jest nadal) dzięki zakupom importowym – 385 mld m<sup>3</sup> w 2019 r. (ok. 90% udziału w zaopatrzeniu).
- » Czołową pozycję w dostawach importowanego do UE gazu zyskała Rosja. W badanym okresie rosyjski gaz zdecydowanie dominował, a jego udział w imporcie stale oscylował w przedziale między 40% a 50%.
- » Tak duża zależność UE od dostaw z Rosji stała się źródłem wrażliwości i wyeksponowania europejskich rynków gazu na ryzyka polityczne.
- » Trwający od drugiej połowy 2021 r. kryzys gazowy, ze wszystkimi jego skutkami jest wywołany decyzją polityczną jednego z graczy geopolitycznych – Federacji Rosyjskiej.

# 2 ROZDZIAŁ

## **Geopolityczne uwarunkowania funkcjonowania energetyki gazowej w UE**

## 2.1. Znaczenie czynnika geopolitycznego dla dostaw gazu ziemnego

Europejskie rynki gazu poczynając od połowy 2021 r. funkcjonują w stanie kryzysu spowodowanego zaburzeniem równowagi między podażą a popytem. Jak wskazano w rozdziale pierwszym, wywołanie takiej sytuacji poprzez ograniczenie podaży było działaniem świadomym i planowym, wynikającym z decyzji politycznych podejmowanych przez władze konkretnego państwa, jakim jest Federacja Rosyjska. Takie postępowanie oraz jego następstwa pokazują dobitnie, że rynki gazu oraz szerzej cała energetyka funkcjonują w złożonym środowisku, w którym wspomniane we wprowadzeniu czynniki geopolityczne odgrywają kluczową rolę. Pod tym pojęciem kryją się przede wszystkim aktywności poszczególnych graczy państwowych, którzy dysponując odpowiednimi zasobami, środkami oraz wolą polityczną, realizują swoją politykę wobec pozostałych uczestników stosunków międzynarodowych. Realizacja interesów narodowych przez poszczególne państwa, a szczególnie te, które posiadają status mocarstwa, stanowi stale obecną siłę dynamizującą stosunki międzynarodowe. Równie stałym elementem relacji międzynarodowych, występującym z różną intensywnością i w różnej skali, jest konflikt wynikający ze zderzenia przeciwstawnych interesów. Konflikty, jak pokazuje historia oraz teraźniejszość, często przybierają postać starcia zbrojnego, w którym jedna ze stron chce narzucić swoją wolę drugiej stronie. Prowadzenie walki zbrojnej nie zmienia przy tym istoty problemu, czyli nieustannego dążenia przez strony do osiągnięcia własnych celów politycznych. Geopolityczne ujęcie zagadnienia ukazuje natomiast związek zachodzący między dążeniami politycznymi poszczególnych państw, a uwarunkowaniami jakie, tworzy geografia. Państwa są bowiem politycznymi bytami o terytorialnym zakotwiczeniu, a także przestrzennej, geograficznej percepcji środowiska międzynarodowego, w jakim funkcjonują. Ich wzajemne usytuowanie w przestrzeni geograficznej, ewentualne deficyty bądź nadwyżki zasobów, do jakich mają dostęp, łatwość bądź trudności w komunikowaniu się ze światem zewnętrznym, wpływają na kształtowanie się długofalowych interesów, a w konsekwencji ich aktywności wobec określonych regionów i na określonych kierunkach geograficznych. Szczególne znaczenie dla rozwoju sytuacji międzynarodowej mają działania podejmowane przez mocarstwa posiadające szczególną, wiodącą rolę w społeczności międzynarodowej oraz dążące do zaprowadzenia bądź utrzymania swojego porządku politycznego obejmującego interesującą ich przestrzeń geograficzną (w skali regionu, kontynentu albo całego świata). Tworzenie, trwanie i erozja określonych porządków międzynarodowych jest stale obecnym procesem w historii i teraźniejszości stosunków międzynarodowych. Zawsze więc obecne jest grono państw – beneficjentów danego porządku międzynarodowego oraz grupa tych, którzy go z różną intensywnością i determinacją kontestują. Zawężając analizę sytuacji międzynarodowej do Europy i ograniczając się jedynie do okresu liczonego od zakończenia II wojny światowej można wyodrębnić dwa modele porządku międzynarodowego oraz rozdzielający je okres przejściowy:

- porządek dwubiegunowy - ukształtowany po II wojnie światowej, charakteryzował się wyodrębnieniem ze społeczności międzynarodowej dwóch rywalizujących ze sobą supermocarstw, które stworzyły towarzyszące im bloki polityczno-militarne. Stan wzajemnych stosunków między stronami określany był mianem „ziemnej wojny”. Granica styku między dwoma blokami, będąca jednocześnie linią największego napięcia, przebiegała przez kontynent europejski m.in. dzieląc Niemcy na dwa przeciwstawne państwa.
- okres przejściowy – obejmujący lata 1989-1991, w których nastąpiła intensywna erozja ładu dwubiegunowego. W jej konsekwencji swojej istnienie zakończył Związek Sowiecki oraz stworzony przez niego blok polityczno-militarny. Zachowująca formalną i polityczną ciągłość z państwem sowieckim Federacja Rosyjska utraciła jednak status supermocarstwa światowego, tracąc jednocześnie swoją dominującą pozycję polityczną wobec państw Europy Środkowej i Wschodniej. Rosja musiała także zlikwidować swoją obecność wojskową w Europie wycofując swoje wojska z państw dawnego Układu Warszawskiego.
- porządek post-zimnowojenny - ukształtowany po rozpadzie Związku Sowieckiego, charakteryzuje się dominującą pozycją jedyne supermocarstwa, jakim pozostały Stany Zjednoczone. W przypadku Europy jego podstawowym filarem jest utrzymanie więzi transatlantyckich w ramach Sojuszu Północnoatlantyckiego. Kolejnym elementem porządku post-zimnowojennego było poszerzenie NATO o dawne państwa członkowskie Układu Warszawskiego oraz były republiki sowieckie: Litwę, Łotwę i Estonię. Sojusz rozwijał także współpracę także innymi państwami post-sowieckimi takimi jak Ukraina i Gruzja, które okresowo zgłaszały chęć przystąpienia do niego. W ramach nowej europejskiej architektury bezpieczeństwa opartej na sojuszniczych zobowiązaniach i strukturach NATO, mogła rozwijać się integracja polityczno-ekonomiczna kontynentu europejskiego w ramach Unii Europejskiej.

Pomijając wiele aspektów funkcjonowania i wewnętrznej dynamiki ładu międzynarodowego ukształtowanego po zakończeniu zimnej wojny należy zauważyć, że w gronie jego beneficjentów znalazły się państwa Europy Środkowej i Wschodniej. Zyskały one bowiem możliwość suwerennego kształtowania swojej polityki wewnętrznej i zewnętrznej, a zatem wyboru optymalnego modelu rozwoju oraz współpracy ze społecznością międzynarodową. Większość z nich znalazła się także w strefie bezpieczeństwa, jaką tworzy NATO.

W tym kontekście agresywną politykę Federacji Rosyjskiej wobec państw z nią sąsiadujących należy uznać za próbę zburzenia aktualnego ładu międzynarodowego i w konsekwencji doprowadzenie do zmiany swojego statusu w stosunkach międzynarodowych i swojej roli na kontynencie europejskim. Richard Holbrooke, były ambasador USA przy ONZ, analizując w listopadzie 2006 r. stosunki rosyjsko-gruzińskie w artykule *David and Goliath*, doszedł do następujących wniosków: „(...) perspektywiczny cel strategiczny Putina polega na tym, żeby na ogromnym terytorium, którym początkowo rządili carowie, a potem Związek Sowiecki, stworzyć sferę rosyjskiego panowania i hegemonii. Jeśli Putinowi uda się obalić najbardziej niezależnego i najbardziej prozachodniego, nie biorąc pod uwagę krajów bałtyckich, lidera na obszarze byłego Związku Sowieckiego, to uczyni ogromny krok naprzód<sup>63</sup>. Nie jest to domniemany cel państwa rosyjskiego, ale dążenie wielokrotnie publicznie deklarowane przez jego władze. W 2005 r. prezydent Federacji Rosyjskiej W. Putin uznał, że rozpad Związku Sowieckiego to „(...) największa katastrofa geo-

63 R. Holbrooke, *David and Goliath*, <https://www.almendron.com/tribuna/david-and-goliath/>

lityczna w XX w.”<sup>64</sup> Natomiast w 2021 r. odnosząc się do upadku państwa sowieckiego stwierdził: „To była dezintegracja historycznej Rosji pod nazwą Związku Sowieckiego”<sup>65</sup>. Za główne zagrożenie dla swojego bezpieczeństwa Rosja uznaje NATO oraz proces jego rozszerzania. W przyjętej 26 grudnia 2014 r. „Doktrynie wojennej Federacji Rosyjskiej” za główne zewnętrzne niebezpieczeństwo wojenne uznano: „(...) zwiększanie potencjału militarnego Organizacji Traktatu Północnoatlantyckiego (NATO) oraz powierzenie jej globalnych funkcji, wykonywanych wbrew normom prawa międzynarodowego, zbliżenie militarnej infrastruktury państw członkowskich NATO do granic Federacji Rosyjskiej, m.in. poprzez dalsze rozszerzanie bloku;”<sup>66</sup>. To właśnie proces rozszerzania NATO budził zawsze po stronie Moskwy protesty, którym towarzyszyły groźby. Szczególną irytację po stronie rosyjskiej budziły postulaty zacieśnienia współpracy czy też integracji dawnych republik sowieckich takich jak Gruzja czy Ukraina ze wspólnotą euroatlantycką. Rosja przystąpiła do egzekwowania swojej dominacji nad obszarem postsowieckim jeszcze w sierpniu 2008 r. atakując Gruzję, a następnie wywołując rebelię w ukraińskim Donbasie i zajmując Krym w lutym 2014 roku. Rozpoczęcie 24 lutego 2022 r. pełnoskalowej agresji na Ukrainę nie jest więc działaniem incydentalnym ale kolejnym etapem polityki zmierzającej do erozji ładu post-zimnowojennego. Ewentualne zwycięstwo w wojnie z Ukrainą może pozwolić Rosji na przystąpienie po pewnym czasie do realizacji kolejnego etapu tej strategii, czyli zmiany dotychczasowego statusu pozostałych państw Europy Środkowej i Wschodniej znajdujących się pomiędzy Morzem Bałtyckim i Morzem Czarnym. To właśnie ten region wskazywany jest przez wiele narodowych szkół geopolitycznych jako kluczowy obszar w permanentnej walce o dominację nad kontynentem europejskim.

### Szkoła brytyjska - Halford John Mackinder<sup>67</sup>

Halford John Mackinder w serii swoich publikacji powstałych w latach 1904–1943, wskazywał, że główną areną światowej walki politycznej toczącej się na przestrzeni wieków jest wielki obszar lądowy obejmujący Europę, Azję i Afrykę, który określił nazwą Światowej Wyspy (World Island). To najludniejszy, najobszerniejszy terytorialnie i najbogatszy w zasoby obszar lądowy Ziemi. W jego obrębie wyróżnił natomiast obszar rdzeniowy nazwany ostatecznie Heartlandem, który obejmować miał w przybliżeniu strefę mongolskich i środkowoazjatyckich stepów oraz szeroki pas tajgi, a następnie tundry po wybrzeże Oceanu Arktycznego. W tej naturalnej euroazjatyckiej „twierdzy” formowały się na przestrzeni wieków mocarstwa i imperia lądowe takie jak Imperium Mongolskie. W pierwszej połowie XX w. obszar Heartland generalnie mieścił się w granicach Cesarstwa Rosyjskiego, a następnie Związku Sowieckiego. Poza Heartlandem H. J. Mackinder wyodrębnił strefę zewnętrzną obejmującą zachodnią i centralną część Europy, basen Morza Śródziemnego, Bliski Wschód, Półwysep Indyjski, Indochiny i większość terytorium Chin. Tak opisana przestrzeń miała być natomiast przedmiotem ekspansji mocarstw morskich operujących na światowych oceanach. W okresie aktywności twórczej H. J. Mackindera było to Imperium Brytyjskie, a po II wojnie światowej Stany Zjednoczone. W przekonaniu brytyjskiego geopolityka mocarstwo panują-

64 G. Morawski, *Władimir Putin: „Upadek ZSRR katastrofą”*, <https://ps.pl/162-wschod/rosja-wladimir-putin-upadek-zsrr-katastrofa>

65 Rzeczpospolita, *Władimir Putin ubolewa nad upadkiem ZSRR. „Musiałem pracować na czarno”*, <https://www.rp.pl/polityka/art19189131-wladimir-putin-ubolewa-nad-upadkiem-zsrr-musialem-pracowac-na-czarno>

66 A. Madej, P. Świeżak, *Informacja na temat Doktryny wojennej Federacji Rosyjskiej*, „Bezpieczeństwo Narodowe”, III/2015, s. 182.

67 Halford John Mackinder (1861 - 1947) – brytyjski dyplomata, ekonomista i geograf. W 1904 roku w artykule *Geograficzna oś historii* sformułował swoją teorię *Heartlandu* (serca Eurazji). Do dzisiaj stanowi ona podstawowy model opisywania stosunków międzynarodowych wykorzystywany w publikacjach naukowych i analizach politycznych. W Stanach Zjednoczonych jego koncepcja stała się podstawą budowy doktryny powstrzymywania Związku Radzieckiego i Chińskiej Republiki Ludowej.



ce nad Heartlandem, niezależnie jakie państwo pełni tę rolę, będzie dążyło do wyjścia poza jego granice i poprzez ekspansję w strefie zewnętrznej do opanowania dogodnych komunikacyjnie wybrzeży oceanicznych. Najdogodniejsza droga umożliwiająca ekspansję mocarstwa lądowego w kierunku Atlantyku prowadzi przez zwężenie kontynentu między Morzem Bałtyckim a Morzem Czarnym (w linii prostej ok. 1200 km), czyli Europę Wschodnią. Region ten jest też naturalną bramą prowadzącą z kierunku zachodniego do Heartlandu. Na podstawie przeprowadzonej analizy geograficznej i historycznej H. J. Mackinder sformułował swoje najśłynniejsze prawo geopolityczne, które głosi: „Kto panuje nad Wschodnią Europą, ten włada Obszarem Centralnym; kto panuje nad Obszarem Centralnym, włada Światową Wyspą; kto panuje nad Światową Wyspą, włada światem”<sup>68</sup>.

#### RYS. 17. HEARTLAND I RIMLAND WG H. J. MACKINDERA



Źródło: P. Eberhardt, *Koncepcja Heartlandu Halforda Mackindera*, „Przegląd Geograficzny”, 2011, 83, 2, s. 258.

68 Więcej na temat myśli geopolitycznej H. J. Mackindera m.in. w: A. Maśnica, *Świat kolisty i zwycięstwo w historii Sir Halforda Mackindera*, „Stańczyk”, 1995 r., 1 (24), s. 24-39;  
P. Eberhardt, *Koncepcja Heartlandu Halforda Mackindera*, „Przegląd Geograficzny”, 2011, 83, 2, s. 251-266.



## Szkoła rosyjska – Aleksander Dugin<sup>69</sup>

Aleksander Dugin, główny przedstawiciel i twórca współczesnej rosyjskiej myśli geopolitycznej – euroazjatyizmu, wykorzystując siatkę pojęciową H. J. Mackindera stwierdza, że celem państwa i narodu rosyjskiego jest opanowanie Heartlandu, a następnie dalsza ekspansja prowadząca do stworzenia supermocarstwa lądowego w Eurazji. Głównym przeciwnikiem w realizacji tych planów mają być Stany Zjednoczone i służąca im (wg jego opinii) euroatlantycka architektura bezpieczeństwa. Zneutralizowaniu przez Rosję potęgi amerykańskiej służyć ma stworzenie trzech osi współpracy strategicznej: w Europie oś Moskwa–Berlin, na kierunku wschodnim oś Moskwa–Tokio i na kierunku południowym oś Moskwa–Teheran<sup>70</sup>. W projektowanym przez A. Dugina nowym euroazjatyckim łańdże międzynarodowym nie ma miejsca na podmiotowość polityczną takich państw jak Polska czy Ukraina: „Na euroazjatyckim kontynencie dla Polski miejsca nie ma. (...) Rosja w swoim geopolitycznym oraz sakralno-geograficznym rozwoju nie jest zainteresowana istnieniem niepodległego państwa polskiego w żadnej postaci. Nie jest też zainteresowana istnieniem Ukrainy”<sup>71</sup>. Państwa położone w Europie Środkowej i Wschodniej mają stanowić „kordon sanitarny” służący USA w separowaniu Rosji od ich partnerów strategicznych w Zachodniej Europie. „Trzeba zniszczyć »kordon sanitarny«! Można to zrobić na wiele sposobów. Bolszewicy, żeby go unicestwić, zawarli niegdyś traktat brzeski. Wtedy wiele straciliśmy, ale powstała granica rosyjsko-niemiecka. Potem był pakt Ribbentrop-Mołotow, który miał ten sam cel. Wspaniały pakt! Gdyby sprawy potoczyły się inaczej, razem z Niemcami pokonalibyśmy Anglosasów. (...) W wielkim starciu cywilizacji atlantyckiej i kultury euroazjatyckiej to wszystko, co znajduje się między nami – Polska, Ukraina, Europa Środkowa – musi zniknąć, zostać wchłonięte”<sup>72</sup>.

## Szkoła amerykańska – Zbigniew Brzeziński<sup>73</sup>

Zbigniew Brzeziński w książce wydanej w 1997 pt. *Wielka Szachownica*, nawiązując m.in. do koncepcji Mackindera, przedstawił swoją wizję nowego ładu międzynarodowego oraz światowego przywództwa. oraz kluczowych problemów geostrategicznych współczesnego świata. Brzeziński, będąc orędownikiem hegemonii Stanów Zjednoczonych, wskazywał, że główną areną politycznej rywalizacji, tytułową szachownicą, jest obecnie i będzie w przyszłości Eurazja. Podzielił ją przy tym na cztery regiony, na których powinna się koncentrować amerykańska polityka w celu zachowania światowej dominacji. Te obszary to: Europa, Rosja, Azja Środkowa oraz Azja Południowo-Wschodnia. Charakteryzując wymieniane obszary

69 Aleksander Dugin, ur. w 1962 roku profesor Moskiewskiego Uniwersytetu Państwowego im. M.W. Łomonosowa, rosyjski geopolityk, czołowy przedstawiciel i twórca współczesnego rosyjskiej myśli imperialnej i euroazjatyizmu. Autor książki „Podstawy geopolityki” (1997 r.) traktowanej jako podręcznik na rosyjskich uczelniach wojskowych.

70 Więcej na temat euroazjatyizmu i koncepcji A. Dugina m.in. w: P. Eberhardt, *Koncepcje geopolityczne Aleksandra Dugina*, „Przegląd Geograficzny”, 2010, 82, 2, s. 221-240; J. Ignaaczak, *Wzajemne stosunki Rosji, Ukrainy i Polski w koncepcji Aleksandra Dugina*, „Teologia Polityczna”, <https://teologiapolityczna.pl/jakub-ignaczak-wzajemne-stosunki-rosji-ukrainy-i-polski-w-koncepcji-aleksandra-dugina-2>

71 Jagiellonia, *Aleksandr Dugin: Na eurazjatyckim kontynencie dla Polski miejsca nie ma*, <https://jagiellonia.org/zlote-mysli-kremlofskiego-szamana/>

72 Ibidem.

73 Zbigniew Brzeziński (1928–2017) profesor nauk politycznych na Uniwersytecie Columbia oraz na Uniwersytecie Johns Hopkinsa, sowietolog, w latach 1977-81 doradca ds. bezpieczeństwa narodowego amerykańskiego prezydenta Jimmy’ego Cartera. Autor takich książek jak *Plan gry* (1986 r.), *Bezład. Polityka światowa na progu XXI wieku* (1993 r.), *Wielka szachownica. Główne cele polityki amerykańskiej* (1997 r.).

wskazuje szczególne miejsca określane mianem sworzni geopolitycznych. Są to państwa o szczególnym znaczeniu ze względu na swoje położenie geograficzne, a ich ewentualna niestabilność miałyby mieć dramatyczne skutki dla graczy geostrategicznych. Podmioty te są również obiektem intensywnego zainteresowania geopolitycznych rywali Stanów Zjednoczonych. Takim państwem - sworzniem geopolitycznym - w Europie według Brzezińskiego jest Ukraina<sup>74</sup>. „Ukraina, nowe, ważne pole na szachownicy euroazjatyckiej, jest sworzniem geopolitycznym, ponieważ samo istnienie niepodległego państwa ukraińskiego pomaga przekształcać Rosję. Bez Ukrainy Rosja przestaje być imperium eurazjatyckim: może wciąż próbować zdobyć status imperialny, lecz byłaby wówczas imperium głównie azjatyckim, stale wciągany w rujnąjące konflikty z od niedawna suwerennymi narodami Azji Środkowej (...).<sup>75</sup>”.

Przedstawiony powyżej przegląd koncepcji geopolitycznych oczywiście nie jest pełny i wyczerpujący. Wskazuje ona natomiast na pewne zasadnicze zbieżności w ich postrzeganiu rzeczywistości politycznej sprowadzające się do uznania nieprzemijającej walki o dominację w środowisku międzynarodowym, która w ujęciu geograficznym rozgrywa się przede wszystkim na wielkich przestrzeniach Azji i Europy. We wszystkich zarysowanych koncepcjach obecne jest zagadnienie Europy Środkowej i Wschodniej jako przestrzeni będącej przedmiotem rywalizacji mocarstw aspirujących do roli światowego hegemonu. Taka diagnoza stawiana jest także przez współczesnych strategów i geostrategów. G. Friedman w swojej projekcji przyszłości zawartej w książce *Następne 100 lat: prognoza na XXI wiek* (2009 r.) przewidywał, że Rosja w latach 20. XXI w. przystąpi w sposób konfrontacyjny do odbudowy swojej strefy wpływów, m.in. na kierunku europejskim, gdzie priorytetem będzie zdominowanie Białorusi (co praktycznie się dokonało) i Ukrainy (co jest w trakcie realizacji)<sup>76</sup>.

Na fundamentalną rolę tego regionu we współczesnej rywalizacji mocarstw zwraca uwagę w swoich publikacjach J. Bartosiak<sup>77</sup> w wydanej w 2018 r. książce *Rzeczpospolita między morzem a lądem. O wojnie i pokoju*. Wyodrębnia on w tym regionie obszar, pomost bałtycko-czarnomorski, posiadający szczególne znaczenie geostrategiczne, znajdujący się pomiędzy rzekami Dnieprem i Dźwiną na wschodzie, Odrą i Nysą Łużycką na zachodzie, Morzem Bałtyckim na Północy oraz łukiem Karpat i Morzem Czarnym na południu. To na tym obszarze mają się koncentrować w kolejnych latach wysiłki Rosji zmierzające do odtworzenia swoich wpływów przy jednoczesnym wypchnięciu NATO.

74 Więcej na ten temat w: Z. Brzeziński, *Wielka szachownica. Główne cele polityki amerykańskiej*, Warszawa 1998 r.

75 Ibidem.

76 G. Friedman, *Następne 100 lat: prognoza na XXI wiek*, Warszawa 2009 r., s. 132 – 140.

77 M.in.: J. Bartosiak, *Rzeczpospolita między morzem a lądem. O wojnie i pokoju* (2018 r.), J. Bartosiak, P. Zychowicz, *Nadchodzi III wojna światowa. Czy Ameryka porzuci Polskę na pastwę Rosji?*

RYS. 18. **POMOST BAŁTYCKO-CZARNOMORSKI**

Źródło: <https://jagiellonia.org/>

W kontekście dalszego funkcjonowania europejskich rynków gazu oraz perspektywy gazu jako paliwa pomostowego w energetyce, należy uwzględnić zatem fakt, że najważniejsze magistrale przesyłające rosyjski gaz do Unii Europejskiej przechodzą przez poddany rosyjskiej presji militarnej pomost bałtycko-czarnomorski.

W trwającej rozgrywce geopolitycznej, której stawką jest nowy ład i architektura bezpieczeństwa w Europie, rynki gazu stały się zatem ofiarą. Jak już zaznaczono w rozdziale pierwszym, gaz ziemny został użyty jako środek walki ekonomicznej przeciwko państwom członkowskim Unii Europejskiej. Należy przy tym zauważyć, że użycie broni energetycznej w zmaganiach geopolitycznych miało w przeszłości miejsce już niejednokrotnie. Ramy tematyczne Raportu nie pozwalają na dokładną analizę historycznych przykładów, jednak warto w kontekście aktualnych wydarzeń wspomnieć o takich przypadkach jak:

- zastosowanie przez USA wobec Cesarstwa Japonii embarga na dostawy ropy naftowej w 1940 r.<sup>78</sup>,
- zablokowanie przez państwa arabskie dostaw ropy naftowej do USA i państw Europy Zachodniej w 1973 r. (o czym już napisano w rozdziale pierwszym),

78 M. Sienkiewicz, *Ropa naftowa i gaz ziemny w polityce Stanów Zjednoczonych*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”, nr 5, 2011 r., s. 15-18.



- ekonomiczne uderzenie USA w Związek Sowiecki poprzez doprowadzenie spadku światowych cen ropy naftowej w latach 80. XX w.<sup>79</sup>,
- stosowanie przez Federację Rosyjską szantażu gazowego i naftowego wobec Ukrainy i Białorusi w latach 90. XX w. i w pierwszej dekadzie XXI w.<sup>80</sup>

Od 2021 r. obserwowane jest natomiast wykorzystywanie przez Moskwę wrażliwości poszczególnych państw członkowskich Unii na działanie broni energetycznej. Tak wywierana presja ma doprowadzić do osłabienia ich poparcia dla Ukrainy i uległości wobec rosyjskich żądań. Posłużenie się przez Rosję tym mechanizmem jest w dużej mierze konsekwencją strategicznych błędów popełnionych przez poszczególne państwa członkowskie, jak i samą Unię Europejską. W świetle przedstawionych wyżej tylko wybranych modeli, analiz i prognoz geopolitycznych, dopuszczenie do sytuacji, w której ponad 40% importu strategicznego surowca, jakim jest gaz ziemny, pochodzi od państwa będącego prawną i geopolityczną kontynuacją Związku Sowieckiego, uznać można za przejaw niskiego poziomu kultury strategicznej oraz ahistorycznego postrzegania rzeczywistości przez wielu przedstawicieli europejskich elit politycznych. Jest to tym bardziej rażące polityczne zaniedbanie, że wielkie prawdopodobieństwo zrealizowania takiego scenariusza wynikało z treści dokumentów strategicznych przyjmowanych przez państwo rosyjskie po 2000 r., co zostało wykazane w rozdziale trzecim Raportu.

Zadeklarowane przez Komisję Europejską w dokumencie „REPowerEU” z 8 marca 2022 r. odejście od rosyjskiego gazu, choć reaktywne i spóźnione, jest wyborem właściwego kierunku działania, jednak rodzi kolejne ryzyka dla Unii Europejskiej wynikające z jej deficytów bezpieczeństwa energetycznego. Szybkie zastąpienie rosyjskiego gazu wolumenami pozyskanymi od dostawców pochodzących z innych państw może rodzić kolejne zależności, a w związku z tym możliwa jest podatność UE jako całości bądź poszczególnych państw członkowskich na zewnętrzne naciski polityczne. W związku z powyższym należy rozpoznać interesy oraz plany polityczne państw, które partycypują i będą w przyszłości jeszcze w większym stopniu partycypować w realizacji dostaw paliwa gazowego od Unii Europejskiej.

W ocenie autorów Raportu wymienione poniżej państwa posiadają i będą posiadać istotny wpływ na sytuację UE w zakresie dostaw gazu ziemnego. Znaczenie tych państw nie wynika jedynie z ich roli na globalnym rynku gazu, ale także z ich celów i aspiracji politycznych. Istotnym kryterium wziętym pod uwagę jest także poziom ich potęgi oraz posiadane zdolności oddziaływania na otoczenie międzynarodowe.

- Federacja Rosyjska – to drugi co do wielkości producent gazu ziemnego na świecie. Kwestionuje ład międzynarodowy i architekturę bezpieczeństwa w Europie ukształtowane po zakończeniu zimnej wojny i rozpadzie sytemu dwubiegunowego.
- Stany Zjednoczone – największy producent gazu ziemnego na świecie, zwiększający swój udział globalnym handlu gazem. Państwo to jako jedyne posiada status supermocarstwa posiadającego zdolności działania w skali globalnej. USA są głównym filarem i gwarantem bezpieczeństwa w obszarze euroatlantyckim.

79 Ibidem.

80 M. Sienkiewicz, *Problem ropy i gazu ziemnego w stosunkach Rosji z Białorusią i Ukrainą*, [w:] *Aktualni Problemi Mirzdunarodnih Vidnosti*, Kojów 2011, wydawnictwo Kijowskiego Narodowego Uniwersytetu im. Tarasa Szewczenki s. 84-90.

- Chińska Republika Ludowa (ChRL) – największy na świecie konsument energii i surowców energetycznych. Zwiększa zapotrzebowanie na gaz ziemny w związku z przeprowadzaną transformacją swojej elektroenergetyki. Chiny są jednocześnie mocarstwem kontynentalnym i trzecią potęgą militarną na świecie. Posiadają własną wizję ładu międzynarodowego oraz interesy w różnych regionach świata. Od kilku lat narasta na wielu polach antagonizm chińsko-amerykański, który stanowi źródło zagrożeń dla bezpieczeństwa międzynarodowego i rozwoju globalnego handlu.
- Turcja – mocarstwo regionalne posiadające duże aspiracje w zakresie wzmocnienia swojej pozycji i roli w stosunkach międzynarodowych. Jest znaczącym importerem gazu ziemnego otwartym na współpracy z różnymi dostawcami. Wykorzystując swoje położenie geopolityczne dąży do uzyskania statusu węzła infrastrukturalnego i pośrednika w dostawach gazu ziemnego do Europy.
- Zatoka Perska – to region posiadający duże zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej odgrywający kluczową rolę w pokryciu światowego zapotrzebowania na te surowce. Jest to jednak region politycznie niestabilny, w którym obecnych jest wiele antagonizmów oraz zamrożonych bądź toczących się konfliktów. Szczególnie newralgicznym miejscem jest Zatoka Perska, będąca ważnym źródłem dostaw skroplonego gazu dla europejskich odbiorców. Miejsce to jest obciążone stałym ryzykiem wybuchu konfliktu zbrojnego i zablokowania transportu morskiego.

## **2.2. Federacja Rosyjska. Eksport gazu ziemnego jako kluczowy element realizacji celów strategicznych państwa rosyjskiego**

Doktryna strategiczna Federacji Rosyjskiej łączy eksport surowców energetycznych z realizacją swoich głównych celów politycznych na strategicznych kierunkach (Europa, region Oceanu Spokojnego) oraz z zagwarantowaniem dochodów budżetowych państwa. Taka kombinacja celów, oparta na dominacji polityki nad ekonomią, jest przeciwstawna sposobowi postrzegania handlu surowcami energetycznymi w państwach Unii Europejskiej. O ile we Wspólnocie fundamentem jest wolność wymiany handlowej, w powiązaniu z eliminacją nierynkowych mechanizmów krępujących handel, o tyle dla Kremla nadrzędna jest realizacja celów politycznych. W tym kontekście, celem Rosjan jest osiągnięcie pozycji dominującej na rynkach Europy Zachodniej, Środkowej i Wschodniej, uzależnienie odbiorców od swoich dostaw, a następnie wykorzystywanie tej podatności do realizacji priorytetowych celów politycznych państwa rosyjskiego.

Rosja realizuje swoje koncepcje strategiczne w perspektywie długookresowej, co oznacza, że wszystkie elementy szantażu energetycznego, z jakimi obecnie mamy do czynienia, zostały zaprojektowane wiele lat temu i wpisane w mechanizmy eksportu surowców energetycznych, w tym gazu ziemnego do państw UE. Choć uwaga opinii publicznej koncentruje się na dostawach gazu z Rosji, to z perspektywy przychodów budżetu Federacji Rosyjskiej sprzedaż tego surowca ma mniejsze znaczenie niż ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Jednak odmienna specyfika handlu gazem, wynikająca z jego właściwości fizycznych, ma istotne znaczenie dla oddziaływania politycznego Rosji na kraje konsumenckie. Na wstępie należy podkreślić kluczową zależność - nie istnieje handel gazem ziemnym bez sieci gazociągów. Ta infrastruktura w państwach Unii Europejskiej postrzegana jest w sposób rynkowy – gazociągi budowane są tam, gdzie istnieje popyt na paliwo gazowe. Odmienna perspektywa oparta jest na geopolityce szlaków eksportowych. W tym ujęciu odpowiednio położone geograficznie magistrale gazowe mają wpływ na geopolitykę i relacje międzynarodowe i mogą wzmocnić dostawcę, osłabiając konsumenta. W odpowiedniej sytuacji mogą zostać wykorzystane do wywierania wpływu politycznego, jeśli poprzedzi to dominacja jednego producenta w danym regionie i wystąpi ograniczenie mechanizmów konkurencji i wolnego rynku. Istotnym elementem dominacji Rosji jako producenta i dostawcy w przestrzeni Europy Zachodniej, Środkowej i Wschodniej są umowy długoterminowe na okres od 15 do 25 lat. Jeśli rosyjski dostawca zdominuje rynek, wówczas naturalne mechanizmy konkurencji ulegają redukcji – ponieważ przestrzeń rywalizacji i gry rynkowej zostaną ograniczone do minimum. W takim otoczeniu zwykła relacja między producentem a odbiorcą ulega przekształceniu w trwałą zależność odbiorcy od producenta, zaś narzędziami do jej wzmocnienia stają się takie elementy strukturalne jak: groźba odcięcia dostaw, redukcja wielkości wolumenów lub ich wstrzymanie czasowe lub na czas nieokreślony. Takie działanie



z reguły wspierają działania informacyjne, ukierunkowane na wywołanie paniki na rynkach i wytworzenie nastroju niepewności, co z perspektywy programującego działania podmiotu jest stanem pożądanym. Warto nadmienić, iż przewaga dostawcy nad odbiorcą z reguły jest osłonięta działaniami informacyjnymi, mającymi na celu przedstawienie w sposób nieprawdziwy oczywistej przewagi eksportera nad odbiorcą jako relacji opartej na wzajemnej i równoważnej zależności dwóch partnerów. W tym ujęciu to odbiorcy są przedstawiani jako zyskujący znaczącą przewagę nad dostawcą i producentem, ponieważ dysponują swego rodzaju rynkową gospodarczą bronią atomową – odmową kupna zamówionego gazu. Zgodnie z tą linią narracyjną, odmowa zakupu gazu, jaką może zrealizować konsument, doprowadziłaby do olbrzymich strat finansowych producenta, zniszczenia wiertni i otworów wydobywczych na skutek wstrzymania odbioru wydobywanego surowca oraz zagrożeń dla całego łańcuch transportowego. Z tej przyczyny producent funkcjonuje pod silną presją takiego szantażu i w związku z tym jego pozycja w relacji handlowej jest znacząco słabsza niż zamawiającego. Trzeba skonstatować, że taki scenariusz nigdy nie wystąpił, ponieważ przewaga odbiorcy nad dostawcą istnieje wyłącznie w zwodzących opinię publiczną liniach narracyjnych, nie zaś w rzeczywistości rynkowej. Rosyjski Gazprom oraz inni dostawcy z tego państwa doskonale wiedzą, że odbiorca bez wieloletnich przygotowań nie może zrezygnować z dostaw, ponieważ obiektywnie nie ma dla nich alternatywy. Nie istnieją odpowiedniej przepustowości szlaki dostaw z nowych kierunków, jak i nie ma także zdolności produkcyjnych do zastąpienia rosyjskiego gazu zarówno w bardzo krótkiej, jak i średnioterminowej perspektywie czasowej. Wynika to wprost z mechanizmów rynkowych – gazociągi w gospodarce wolnorynkowej projektuje się tak, aby ich przepustowość była maksymalnie wykorzystana – ponieważ to gwarantuje największą rentowność. Nie uruchamia się także nowych złóż, gdy nie ma popytu na wydobywany z nich surowiec. Obecnie mamy do czynienia z sytuacją, w której Federacja Rosyjska wykorzystuje wskazany powyżej katalog instrumentów i narzędzi oddziaływania na rynek Unii Europejskiej, aby osiągać swoje cele kluczowe geopolityczne i strategiczne cele z dziedziny stosunków międzynarodowych.

### **a. Ile gazu dostarczają Rosjanie?**

Aby lepiej zrozumieć zależność między państwami Unii Europejskiej, NATO a Rosją, należy pamiętać o strukturze dostaw gazu do Europy i udziale w nim rosyjskiego surowca. Statystyki w tym zakresie przedstawione zostały już w rozdziale pierwszym Raportu. Należy przy tym nadmienić, iż wskazana przedział zależności między 40% a 50% to średnia arytmetyczna dla całego rynku UE. W Europie Środkowej i Wschodniej gaz z Rosji nie dość, że zdominował rynki większości państw, w tym także Niemiec, to jeszcze odnotowywał wzrost sprzedaży dobrze widoczny w statystykach średnioterminowych. Skrajnym przypadkiem zależności od dostaw rosyjskiego gazu były państwa nadbałtyckie: Litwa, Łotwa, Estonia i Finlandia, które jeszcze w pierwszym dziesięcioleciu XXI wieku potrzebny gaz w 100% pozyskiwały z Rosji. Bardzo wysokim, bo ok 90% uzależnieniem rosyjskiego gazu charakteryzowała się Słowacja na terytorium, której wchodzi rurociąg „Braterstwo” dostarczający następnie gaz do Niemiec. To właśnie Niemcy były przez wiele lat największym odbiorcą rosyjskiego gazu dostarczanego transportem rurociągowym. Przed wybuchem kryzysu gazowego poziom uzależnienia tego kraju od dostawcy rosyjskiego kształtował się w przedziale między 50% a 60%. Należy także podkreślić, że rosyjskie koncerny zwiększały eksport LNG, dostarczając 14,7 mld m<sup>3</sup> gazu w roku 2020, co stanowiło ok. 15% całkowitego importu gazu skroplonego na europejski rynek Wspólnoty i Wielkiej Brytanii (całkowity import wyniósł 98 mld m<sup>3</sup> LNG)<sup>81</sup>.

81 Obliczenia własne, BP Statistical Review of World Energy 2021, ENI World Energy Review 2021.

## b. Rola gazu w rosyjskiej strategii geopolitycznej

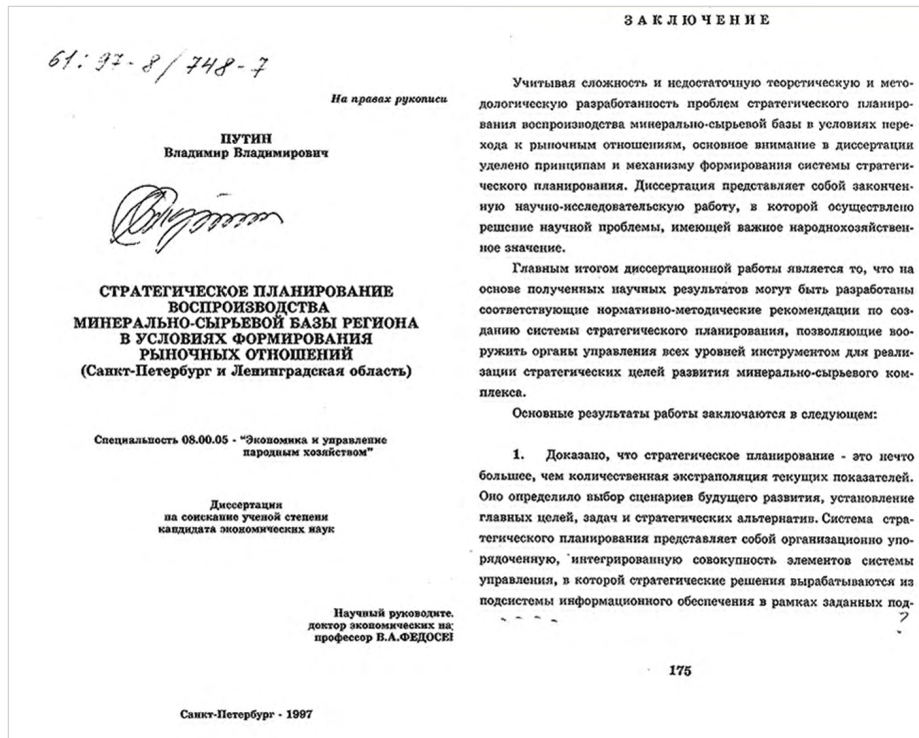
Federacja Rosyjska od początku XXI wieku sformułowała w swoich dokumentach strategicznych wdrażaną koncepcję wykorzystania eksportowanego gazu ziemnego do osiągnięcia kluczowych celów strategicznych z zakresu geopolityki i geostrategii. Takie wykorzystanie gazu ziemnego oraz innych węglowodorów pierwszy raz sformułowano w Energetycznej Strategii Rosji do 2020 r. Oficjalny dokument rządowy opublikowany w 2003 r. zawierał następującą rekomendację odnośnie eksportu gazu ziemnego: „Celem strategicznym rozwoju przemysłu gazowego jest (...) zapewnienie politycznych interesów Rosji w Europie, państwach Wspólnoty Niepodległych Państw i na Dalekim Wschodzie”<sup>82</sup>. Warto nadmienić, że przypisanie celu stricte politycznego eksportowi gazu ziemnego wywołało negatywne reakcje na forach międzynarodowych. Polski minister gospodarki P. Woźniak (lata: 2005-2007) konsekwentnie upubliczniał ten zapis rosyjskiej strategii na międzynarodowych konferencji energetycznych z udziałem przedstawicieli Unii Europejskiej i Rosji. Takie sformułowanie celów handlu gazem w oficjalnym rosyjskim dokumencie rządowym wywoływało zdumienie oraz dezaprobatę dyplomatów państw Zachodu. Niemniej nie miało wpływu na zmianę strategii państwa rosyjskiego, poza przesunięciem w kolejnej strategii aspektu politycznego do mniej wyeksponowanej części – Załącznika. We wspomnianym Załączniku nr 5 do Strategii Energetycznej Rosji do 2030 r. opublikowanej w 2009 r. ponownie pojawia się tematyka wykorzystania sprzedaży węglowodorów jako instrumentu realizacji celów politycznych. Napisano tam, że wskazany mechanizm służy: „stworzeniu stałego, efektywnego systemu optymalizacji eksportu i spożycia wewnętrznego (...) oraz zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, a także zabezpieczeniu geopolitycznych interesów państwa, zgodnie z bieżącym zapotrzebowaniem”<sup>83</sup>. Kolejny raz zagadnienie eksportu gazu ziemnego i jego związku z celami politycznymi państwa rosyjskiego powiązано strategii energetycznej z 2014 r. Jednak co ciekawe, wskazanych zapisów nie odnajdziemy w oficjalnie opublikowanym dokumencie, w którym przeprowadzono korektę usuwającą wskazane zagadnienie. Można je odnaleźć w projekcie strategii, jaki opublikowano w ramach konsultacji społecznych. Znajduje się w nim zapis: „energetyka (...) ma zapewnić: ekonomicznie uzasadnioną wielkość sprzedaży, jej formy oraz kierunki działalności z uwzględnieniem politycznych interesów kraju”<sup>84</sup>. Warto skonstatować, że choć kolejne strategie energetyczne Federacji Rosyjskiej nie podejmują w swojej treści zjawiska wykorzystania eksportu gazu ziemnego dla celów politycznych Moskwy, to trudno zakładać, żeby to podejście przestało obowiązywać. Skoro te same elity polityczne i naukowe tworzyły kolejne wersje rosyjskich strategii energetycznych, to należy zakładać, że podejście łączące eksport gazu z osiągnięciem priorytetowych celów politycznych państwa rosyjskiego nie mogło ulec zmianie. Warto zwrócić uwagę na fakt, iż W. Putin, pełniący od początku XXI w. funkcję prezydenta, jak i premiera Federacji Rosyjskiej, jest zwolennikiem wyko-

82 Стратегическими целями развития газовой промышленности являются:(...) обеспечение политических интересов России в Европе и сопредельных государствах, а также в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Consultant.ru, *Энергетическая Стратегия России до 2020 года*. 2003 r., s. 96, [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_87926/f3c6739fa65b8cbb4e6c1ab0ac0b370df478d/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_87926/f3c6739fa65b8cbb4e6c1ab0ac0b370df478d/)

83 Создание эффективной устойчивой системы оптимизации экспорта и внутреннего потребления (...), текущих требований обеспечения энергетической безопасности и геополитических интересов страны. Энергетическая Стратегия России до 2030 года, [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&u-act=8&ved=2ahUKEwir18iMp4r6AhWaDRAIHX\\_wB3IQFn0ECACQAQ&url=https%3A%2F%2Fminenergo.gov.ru%2Fnode%2F1026&usg=AOvVaw21wV6W8CMWT1pp-841cDaH](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&u-act=8&ved=2ahUKEwir18iMp4r6AhWaDRAIHX_wB3IQFn0ECACQAQ&url=https%3A%2F%2Fminenergo.gov.ru%2Fnode%2F1026&usg=AOvVaw21wV6W8CMWT1pp-841cDaH)

84 В этих условиях энергетика (...) обеспечивать: экономически оправданные объемы, формы и направления внешнеэкономической деятельности (экспорт энергоресурсов, энергетических технологий и услуг) с учётом политических интересов страны; EnergoSovet, *Энергетическая Стратегия России до 2035 года*, Раздел 4. Целевое Видение Энергетики России до 2035 года) <http://www.energsovet.ru/npb1191p2.html>

rzystania eksportu gazu ziemnego do realizacji geopolitycznych interesów Kremla<sup>85</sup>. Poniższa fotografia zawiera skan karty tytułowej doktoratu prezydenta W. Putina, obronionego w 1997 r. w Petersburgu, dotyczącego m.in. wykorzystywania sprzedaży za granicę gazu ziemnego i węglowodorów do osiągnięcia celów politycznych państwa rosyjskiego.



Warto nadmienić, iż koncepcję wykorzystania eksportu węglowodorów, przede wszystkim gazu ziemnego, do realizacji politycznych celów strategicznych Federacji Rosyjskiej, rozwijano już w rozważaniach teoretycznych od lat 80. XX wieku, a olbrzymią funkcjonalność tych strategii zaczęto wykorzystywać w praktyce w ostatniej dekadzie poprzedniego stulecia. Ma to związek z czasem i miejscem, w jakim znalazła się Federacja Rosyjska jako prawna i strategiczna następczyni Związku Sowieckiego. Od początku lat 90. XX w. odnotowuje się spektakularny upadek siły i znaczenia tego wcześniej wielkiego państwa. Erozja polityczna Związku Sowieckiego skutkująca jego rozpadem, doprowadziła do ogłoszenia niepodległości i suwerenności przez wszystkie czternaście republik związkowych. Liczba mieszkańców Federacji Rosyjskiej, obiektywny indikator siły państwa, wynosiła niewiele więcej niż połowa ludności dawnego państwa związkowego (1991 rok - ZSRS: 291 mln ludności, Federacja Rosyjska: 148,1 mln). W tym ujęciu, demografia wskazuje obiektywną redukcję roli i znaczenia państwa-sukcesora Związku Sowieckiego. W tak niekorzystnym dla Rosji środowisku politycznym, gospodarczym i społecznym uznano, że szerokie wykorzystywanie środków oddziaływania pozamilitarnego, w tym eksportu gazu ziemnego, do realizacji strategicznych celów polityki zagranicznej jest efektywne kosztowo i uzasadnione koncepcyjnie. Być może najważniejszą przyczyną tkwiła w tej podstawowej zależności, że Rosja oprócz eksportu surowców energetycznych nie dysponowała jakimkolwiek instrumentem umożliwiającym znaczące oddziaływanie na środowisko międzynarodowe, w tym na państwa Europy Wschodniej, Środkowej i Zachodniej.

85 Więcej na ten temat w: The Atlantic, *Putin's Thesis (Raw Text)*, <https://www.theatlantic.com/daily-dish/archive/2008/08/putins-thesis-raw-text/212739/>

### c. Doktryna Falina-Kwiecińskiego

W drugiej połowie lat 80. XX wieku Sowieci zaczęli wdrażać w życie strategię ukierunkowaną na Europę Środkową, opartą na wygenerowaniu silnych zależności politycznych na fundamencie handlu surowcami, co nazwano doktryną Falina-Kwiecińskiego. W uproszczeniu zakładała ona, iż kontrola Europy Środkowo-Wschodniej oparta na niezwykle kosztownej dominacji militarnej, zostanie zastąpiona kontrolą opartą na bardzo taniej kosztowo dominacji ekonomicznej, wykorzystującej sowiecki, a później rosyjski monopol na dostawy gazu ziemnego i ropy naftowej do państw tego regionu. W tym ujęciu pozamilitarny katalog oddziaływania którym były groźba wstrzymania, limitacja, ograniczenie dostaw w sposób czasowy lub trwały, w naturalny sposób ograniczały pole manewru politycznego oraz dyscyplinowały ośrodki kierownicze państw tego regionu. Ta prosta, bazująca na istniejących podatnościach, i w związku z tym efektywna kosztowo metoda oddziaływania, określona została doktryną Falina-Kwiecińskiego od nazwisk autorów wprowadzających ten model działań do kultury strategicznej państwa sowieckiego (Julij Kwieciński był na początku lat 90. XX wieku I wiceministrem spraw zagranicznych ZSRS, wcześniej ambasadorem w RFN, natomiast Walentin Falin - przewodniczącym Wydziału Międzynarodowego KC KPZS w latach 80. XX wieku, a także ambasadorem w RFN, oraz wieloletnim wykładowcą moskiewskiego MGIMO, kształcącego kadry sowieckiej i rosyjskiej służby dyplomatycznej). W ten sposób wybudowano efektywną dźwignię polityczną wobec państw Europy Środkowej i Wschodniej. Nowe narzędzie umożliwiło odejście od dotychczasowego instrumentu nacisku, jakim była groźba militarna interwencji (określanej mianem doktryną Breżniewa), niezwykle kosztowna ekonomicznie i politycznie. Trzeba podkreślić, iż fundamentem dla wdrożenia doktryny Falina-Kwiecińskiego w życie było istnienie rozbudowanego równoleżnikowo (z Rosji do Niemiec) systemu magistrali tranzytowych gazu ziemnego. Drugim niezbędnym warunkiem stosowania doktryny w praktyce było utrzymanie państw wskazanego regionu w stanie głębokiej zależności od gazu z Rosji. To z kolei implikowało prowadzenie aktywnych działań mających na celu paraliżowanie projektów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do państw regionu. Kolejnym elementem wzmacniającym skuteczność doktryny Falina-Kwiecińskiego był import gazu w oparciu o kontrakty długoterminowe.

Z perspektywy czasu można zauważyć, iż doktryna Falina-Kwiecińskiego okazała się bardzo efektywnym instrumentem oddziaływania politycznego Moskwy. Z dużą dozą prawdopodobieństwa przyczyniła się do spowolnienia tempa integracji postkomunistycznych państw Europy Środkowej z NATO oraz Unią Europejską, umożliwiając w latach 90. XX wieku w państwach postkomunistycznych utrzymywanie w orbicie oddziaływania Rosji sił politycznych (pod hasłami dostępu do tańszej energii), co w konsekwencji wzmacniało zależność polityczną od Kremla. Efektywność doktryny Falina-Kwiecińskiego w przestrzeni postsowieckiej była znacząco wyższa niż w przestrzeni postkomunistycznej. Wydaje się że mogła mieć istotny wpływ na ukształtowanie głębokiej zależności państwa białoruskiego od Rosji. Podobny proces przebiegał na Ukrainie w latach 90. XX wieku oraz w pierwszej dekadzie XXI wieku i miał wpływ na kluczowe decyzje polityczne państwa (m.in. na wyrażenie zgody przez prezydenta W. Janukowycza na przedłużenie stacjonowania rosyjskiej Floty Czarnomorskiej na ukraińskim Krymie do 2042 r. w zamian za dostawy gazu ziemnego)<sup>86</sup>. Istnieje wysokie prawdopodobieństwo związku przyczynowo-skutkowego

86 EurActiv.pl, *Flota za gaz – Ukraina wiąże się z Rosją*, <https://www.euractiv.pl/section/polityka-zagraniczna/news/flota-za-gaz-ukraina-wiaze-sie-z-rosja/>

wykorzystania doktryny Falina-Kwiecińskiego do przedłużenia stacjonowania floty czarnomorskiej a późniejszej aneksji Krymu przez Rosję.

#### **d. Ekspansja doktryny Falina-Kwiecińskiego na Europę Zachodnią**

Federacja Rosyjska realizuje swoje cele geopolityczne w długim horyzoncie czasowym. W tym ujęciu podejmowane działania podlegają procesowi ciągłego monitorowania, ewaluacji oraz moderowania. Skoro mechanika doktryny Falina-Kwiecińskiego, ograniczająca pole manewru politycznego państw postsowieckich i części państw postkomunistycznych została oceniona przez Kreml jako efektywna, to podjęto decyzję o wykorzystaniu tej strategii wobec państw Europy Zachodniej. Koniecznym było wybudowanie położonych równoleżnikowo gazociągów, obejmujących z Północy i Południa region Europy Środkowej, którego geograficznym zwornikiem jest Republika Federalna Niemiec. Gazociągi Nord Stream oraz Turkish Stream realizują układem geograficznym ten strategiczny cel. Każda z czterech magistrali gazociągów tranzytowych ułożonych na dnie Morza Bałtyckiego ma zdolność transportu 27,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, co przekłada się na 110 mld m<sup>3</sup> rocznej przepustowości. Nord Stream 1 został oddany do użytku w 2012 roku<sup>87</sup>, zaś Nord Stream 2 został wybudowany z końcem 2021 r., ale nie został oddany do użytku<sup>88</sup>. Z kolei oddany do użytku z początkiem 2020 r. Turkish Stream jest wyposażony w dwie podmorskie magistrale z roczną przepustowością 31,5 mld m<sup>3</sup> gazu<sup>89</sup>. Gazociąg po dnie Morza Czarnego realizuje dwa cele strategiczne. Pierwszy to utrzymanie dominacji gazu z Rosji w regionie Europy Środkowej, wschodnich i zachodnich Bałkanów oraz marginalizowanie konkurencji przy pełnym respektowaniu reguł prawa Unii Europejskiej, w tym trzeciego pakietu energetycznego (tworzącego zliberalizowany rynek gazu). Drugie przeznaczenie wiąże się z minimalizowaniem tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę w celu osłabienia pozycji Kijowa i zwiększenia podatności na presję polityczną Kremla (ten sam cel polityczny realizują także cztery magistrale gazociągów Nord Stream 1 i Nord Stream 2). Turkish Stream, a następnie rurociągi naziemne Bułgarii i Serbii przesyłają gaz przez terytorium Węgier do wielkich magazynów gazowych w austriackim Baumgarten. Z terytorium Austrii, Czech i Niemiec rosyjski gaz łączy się z dostawami rosyjskiego gazu magistral rurociągowych Nord Stream. Kleszcze gazowe obejmujące całą Europę Wschodnią i Środkową zamykają się na terytorium Niemiec.

Warto odnotować bardzo dużą konsekwencję i determinację władz Federacji Rosyjskiej przy realizacji kluczowych gazociągów eksportowych, niezbędnych do realizacji politycznych celów strategicznych Kremla. Dobrze ilustruje to przełamywanie oporu wobec budowy podmorskiego gazociągu po dnie Morza Czarnego z Rosji do UE. Warto zauważyć, że gazociąg Turkish Stream tak naprawdę powtarza szlak geograficzny i koncepcję strategiczną gazociągu South Stream, którego budowę zablokowała Komisja Europejska. W 2014 r. KE wymusiła rezygnację z inwestycji wskazując, że Rosja złamała prawo UE, zawierając porozumienia z państwami tranzytowymi. Podpisane umowy zakazywały konkurencji korzystania z gazociągu, niezgodny z prawem był sposób ustalania taryf, nadzór jak i własność gazociągów (zgodnie z prawem UE nie może nim być producent surowca, w tym wypadku Gazprom). Z tych przyczyn

87 Nord Stream, *The Pipeline*, <https://www.nord-stream.com/the-project/pipeline/>

88 Offshore Technology, *Nord Stream 2 Pipeline, Russia and Germany*, <https://www.offshore-technology.com/projects/nord-stream-2-pipeline/>

89 TurkStream, *Project. The TurkStream Pipeline*, <https://turkstream.info/project/>



w grudniu 2014 r., Rosja poinformowała o wstrzymaniu budowy South Stream i jednocześnie o budowie identycznego geograficznie szlaku z Rosji do Turcji. Wybranie Ankary na partnera inwestycji umożliwiło obejście Rosjanom europejskiego prawa. Gazociąg zamiast mieć punkt wejścia na środku bułgarskiego wybrzeża, został przesunięty na tureckie wybrzeże czarnomorskie, niespełna dwieście kilometrów na południe. Tak narodził się Turkish Stream, w prostej linii kontynuator wszystkich celów strategicznych Rosji i następcą gazociągu South Stream.

## e. Cel strategiczny – podporządkowanie Europy Zachodniej

Realizacja długofalowej strategii politycznej Kremla doprowadziła do wybudowania sześciu nowych magistrali gazowych, wymienionych już w rozdziale pierwszym, do serca Europy Środkowej - Austrii i Republiki Federalnej Niemiec. Nowe magistrale posiadają możliwość przesyłania ponad 140 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, co odpowiada 40% rocznego zapotrzebowania importowego państw Unii Europejskiej i Wielkiej Brytanii<sup>90</sup>. Posiadanie kontroli nad tak potężną infrastrukturą eksportową umożliwia przejście do kolejnego etapu doktryny Falina-Kwiecińskiego - uzależniania odbiorców w Zachodniej Europie od dostaw z Rosji. To działanie skutkuje, jak wykazano wcześniej na przykładach postsowieckich i postkomunistycznych państw Europy Wschodniej i Środkowej, uzyskaniem przez Kreml zwiększonego wpływu politycznego na ośrodki kierownicze państw, a w konsekwencji na podejmowane przez suwerenne państwa decyzje polityczne. Warto odnotować, że połączenie Europy Środkowej, stanowiącej geograficzne centrum kontynentu (Niemcy, Austria) sześcioma wielkimi magistralami gazowymi (cztery magistrale Nord Stream 1, Nord Stream 2 oraz dwie magistrale Turkish Stream) umożliwiło przesunięcie linii oddziaływania rosyjskiej polityki energetycznej na zlewisko rzek Ren-Rodan, z poprzedniej, położonej bardziej na wschód linii rzek Łaba-Dunaj, osiągniętej na przełomie lat 80. XX wieku. Z perspektywy rosyjskich planów strategicznych, nowy układ szlaków eksportowych tworzył podatność rdzeniowych państw Europy, stanowiących polityczny fundament NATO oraz Unii Europejskiej, na wytworzenie zależności politycznej w oparciu o importowany gaz. W bezpośrednim polu oddziaływania polityki energetycznej Kremla znalazły się m.in.: Niemcy, Holandia, Włochy, Francja, Belgia oraz Wielka Brytania za pośrednictwem interkonektorów gazowych położonych na dnie Kanału La Manche.

Niezbędnym podsystemem wykonawczym doktryny Falina-Kwiecińskiego dla doprowadzenia do zależności wskazanych państw jest zmiana formuły kontraktów na długoterminowe. Rosyjska dyplomacja energetyczna zainicjowała w grudniu 2021 r. działania m.in. publikując wywiad z wicepremierem Federacji Rosyjskiej Aleksandrem Nowakiem dla portalu RBK. Odbił się on szerokim echem zarówno wśród specjalistów branży energetycznej, jak również wśród analityków politycznych, i z uwagi na głoszone tezy warto go przedstawić<sup>91</sup>. Wartym podkreślenia jest bardzo wysoka ranga w hierarchii państwowej polityka inicjującego działania w przestrzeni informacyjnej na rzecz kontraktów długoterminowych. Wicepremier A. Nowak o tych umowach powiedział: „Europa musi mieć jasną prognozę bilansu paliw i energii oraz wykorzystywać ją do planowania zużycia i wielkości dostaw w perspektywie średnio- i długoterminowej. Oby były spoty i LNG, ale należałoby też zawrzeć długoterminowe kontrakty gwarantujące podsta-

90 Obliczenia własne na podstawie: *BP Statistical Review of World Energy 2021*, *ENI World Energy Review 2021*.

91 RBC, Новак — РБК: «Трудно сказать, когда закончится период высоких цен на газ»: <https://www.rbc.ru/interview/business/29/12/2021/61caf38f9a794794320dfb61>



wowy składnik dostaw gazu do Europy". Na sugestię, że Unia Europejska odmawia zgody na kontrakty długoterminowe A. Nowak podkreślał że kontrakty długoterminowe działają, zaś Gazprom realizuje je w całości. Mówił, że jeśli będą zawierane kontrakty długoterminowe, to „my (Rosja - red.) będziemy gotowi dostarczać więcej gazu”. Podkreślał, że ta oferta zawsze jest ważna. Wicepremier Rosji przekonywał, że kontrakty długoterminowe stanowią jedyne remedium na wszystkie bolączki rynku gazowego, w tym wysokie ceny i obserwowany deficyt gazu. Jednocześnie deklarował, iż Rosja jest gotowa zwiększyć produkcję i dostawy, zaś rosyjskie złoża surowca pozwalają na zaspokojenie dowolnej wielkości potrzeb konsumentów europejskich<sup>92</sup>. Ponownie odnosił się do zagadnienia kontraktów długoterminowych podkreślając, że jeśli większość importowanego gazu do UE będzie dostarczana w kontraktach długoterminowych, od kluczowych dostawców takich jak: Algieria, Rosja oraz Norwegia, to zapewni to większą stabilność cen<sup>93</sup>.

Warto podkreślić kontekst czasowy i merytoryczny, w jakim pojawił się ważny wywiad rosyjskiego wicepremiera. W lecie 2021 r., rosyjski Gazprom uruchomił proces opróżniania magazynów w Niemczech, aby doprowadzić do wzrostu cen surowca na giełdzie. Bezpośrednio po wywołaniu przez Gazprom braku gazu na rynkach i wyższe ceny, w grudniu 2021 r., A. Nowak zainicjował aktywność dyplomacji energetycznej na rzecz przekonania państw Unii Europejskiej do przywrócenia szerokiego stosowania kontraktów długoterminowych na handel gazem. Uzasadnił, że kontrakty długoterminowe zapewniają większą stabilność cen. Warto powtórzyć: Rosja doprowadziła do wyżki cen gazu na niemieckiej giełdzie, a następnie zaproponowała szerokie stosowanie kontraktów długoterminowych jako instrumentu zabezpieczenia przed podwyżkami. Sekwencja rosyjskich działań potwierdza, że celem strategicznym państwa rosyjskiego jest rozciągnięcie doktryny Falina-Kwiecińskiego na państwa rdzeniowe NATO i Unii Europejskiej, zaś do realizacji wskazanego celu stosuje spektakularne środki oraz instrumenty oddziaływania.

Ten plan przykrywany jest linią narracyjną dotyczącą projektu stabilizacji rynku gazowego Unii Europejskiej w oparciu o kontrakty długoterminowe od trzech dostawców: Algierii, Norwegii oraz Rosji. Zamierzono wytworzyć przekonanie o racjonalności takiej oferty i walorze stabilizowania rynku. Choć ta propozycja miała ułatwić ukrycie prawdziwych planów Kremla, to jej weryfikacja w oparciu o mapę kontynentu europejskiego z naniesionym układem magistrali gazowych od razu uzmysławia realne intencje Rosjan. To projekt podziału kontynentu na strefy wpływów. Podział tworzy się samorzutnie pomiędzy Rosją oraz Algierią z powodu oddalenia od siebie i brak pól rywalizacji na tej osi. Natomiast w relacjach Norwegia-Rosja, choć teoretycznie istnieją pola silnej konkurencji, to w praktyce można ją ograniczyć do formuły koegzystencji, w której obydwaj producenci zaspokajają swoje ambicje eksportowe. Statystyki konsumpcji prowadzą do takiej konstatacji: skoro państwa Zachodniej Europy<sup>94</sup> importują ok 250 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, to jest uzasadnienie dla hipotezy, że takim rynku znajdzie się odbiorca zarówno na 107 mld m<sup>3</sup> gazu importowanego z Norwegii<sup>95</sup>, jak i 100-140 mld m<sup>3</sup> gazu z Rosji, dostarczanego sześcioma podmorskimi magistralami Nord Stream i Turkish Stream. Z tej perspektywy, propagowana w 2021 r. przez rosyjską dyplomację energetyczną koncepcja oparcia głównych dostaw gazu do rdzeniowych państw

92 Ibidem.

93 Ibidem.

94 Pomijając Hiszpanię, Wielką Brytanię, Portugalie.

95 Dane statystyczne za: *ENI World Energy Review 2021*, *BP Statistical Review of World Energy 2021*.

NATO i UE na kontraktach długoterminowych, stanowi czytelną ilustrację rosyjskich planów strategicznych wybudowania zależności politycznej w oparciu o dostawy gazu ziemnego.

## **f. Kiedy Sowieci zamienili dostawy gazu na polityczną broń przeciwko Europie Zachodniej?**

Sowieci wykorzystywali eksport gazu do generowania napięć w ramach NATO chcąc doprowadzić do kryzysu lub rozpadu Paktu. Pierwszy raz takie działania uruchomiono w latach 70. XX wieku, po agresji na Afganistan. Wówczas rozpoczęto wciąganie europejskich państw NATO do współpracy w sektorze gazowym. W tym celu zaprojektowano magistralę z syberyjskiego Jamburga na Zachód, którą określano zarówno nazwą: Gazociąg Jamburski, jak i Gazociąg Urengoj-Pomary-Użgorod. W lipcu 1981 r. podpisano umowę między ZSRS a RFN. Projektowi niechętnie były Stany Zjednoczone, a plan eksportu gazu potraktowano jako wielkie zagrożenie dla spójności NATO. Prezydent Ronald Reagan, uważał że sowiecki gazociąg ma na celu rozbijanie jedności NATO i tworzy poważny dylemat polityczny. Skoro Stany Zjednoczone planowały złamanie sowieckiej potęgi militarnej mającej zniszczyć państwa Zachodu, to jak traktować europejskich sojuszników, podejmujących decyzję o wieloletnim kontrakcie gazowym, zapewniającym Sowietom dochody na sfinansowanie tej wojny? Amerykański wywiad, CIA, obliczył, że 8 mld USD z eksportu gazu do Europy Zachodniej zostanie wykorzystane na sfinansowanie masowej produkcji tzw. sowieckiej supertechniki militarnej - czołgów rodziny T-72 i T-80, czy samolotów Su-20<sup>96</sup>. Na początku lat 80. XX wieku siła nabywcza 8 mld USD była wielokrotnie większa niż obecnie (z uwagi na inflację), zaś dewizy umożliwiały tańszą produkcję zbrojeniową. USA rozpoczęły akcję dyplomatyczną mającą na celu zablokowanie budowy gazociągu. Na szczycie państw G7 w lipcu 1981 r. zamierzano przekonać sojuszników USA do odstąpienia od projektu. Zaoferowano dostawy węgla energetycznego do RFN lub zastąpienie gazu z ZSRS dostawami z norweskiego złoża Troll, które zawierało ok. 40% zasobów norweskiego gazu na szelfie kontynentalnym, lub z holenderskiego złoża Groningen<sup>97</sup>. Propozycje zostały odrzucone. Udało się jedynie wprowadzić embargo na towary i technologie strategiczne<sup>98</sup>. Zręczna polityka ZSRS, ukierunkowana na podział i rozbijanie spójności, zaczęła przynosić wymierne efekty. Zdrażnienia osiągnęły taki poziom, że USA zakazały dostawy amerykańskich urządzeń, niezbędnych do budowy olbrzymiej magistrali gazowej (sprężarki General Electric dla stacji kompresorowych<sup>99</sup>). Pomimo nacisków USA, kolejne państwa obok Niemiec dołączyły do projektu – m.in. Francja i Włochy oraz neutralna Austria. Paryż zapowiedział dostawy urządzeń koncernu Alstom, mających zastąpić amerykańskie. Do projektu włączyły się także niemieckie, brytyjskie, włoskie i francuskie przedsiębiorstwa branży elektrotechnicznej i stalowej chcące zarobić na dostawach techniki oraz rur gazociągowych. Sowieci działali zręcznie – z jednej strony budżet inwestycji (15 mld USD) przyciągał firmy praktycznie ze wszystkich europejskich państw NATO i EWG, z drugiej oferta spłaty także była korzystna (gaz za rury)<sup>100</sup>. Chcąc powstrzymać lawinowo rosnące napięcie Stany Zjednoczone zrezygnowały z blokowania gazociągu, zaś pod koniec

96 Więcej na ten temat: *P. Kengor, Ronald Reagan i obalenie komunizmu. Zbliżenie na Polskę*, AMF Plus Group, 2007 r.

97 Equinor, *The Troll field and the Troll A, B and C platforms*, <https://www.equinor.com/energy/troll>

98 G7, *Declaration of the Ottawa Summit G7, July 21 1981*, <http://www.g7.utoronto.ca/summit/1981ottawa/communique/index.html>

99 M. Sisu Vicari, *Od czasów Reagana do Nord Stream 2. Jak rosyjskie projekty dzieliły Europę*, <https://biznesalert.pl/od-czasow-reagana-do-nord-stream-2-jak-rosyjskie-projekty-dzieliły-europe/>

100 Ibidem.

1982 r. prezydent R. Reagan zniósł embargo na dostawy amerykańskiej technologii dla gazowej magistrali. Choć oficjalnie amerykański sprzeciw zakończył się, to jednak uruchomiono działania mające opóźnić inwestycję. Amerykanie zaaranżowali podrzucenie Rosjanom spreparowanych komputerów do zarządzania pracą sprężarek w gazociągach. W konsekwencji tych działań nastąpiło rozerwanie rur w magistralnym gazociągu o średnicy 60 cali<sup>101</sup>.

Decyzja prezydenta R. Reagana o blokowaniu gazociągu miała związek z dostarczaniem przez CIA raportami. W 1999 r. odtajniono dwa raporty CIA na ww. temat. Agencja wskazywała, że Sowieci planowali następujące cele:

- uzyskanie znaczących przychodów (10 mld USD) na kupno towarów i technologii z Zachodu, potrzebnych do zwiększenia produkcji m.in. zbrojeniowej;
- doprowadzenie do rozłamu i budowanie napięć pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a europejskimi sojusznikami z NATO;
- wzrost zależności od gazu ze Wschodu, co pozwoli na uzyskanie wpływu na podejmowane przez państwa Europy Zachodniej decyzje polityczne w relacjach Wschód-Zachód<sup>102</sup>.

Umowa gazowa miała dla Sowieców wiele zalet: doprowadzała do znaczącego zbliżenia na płaszczyźnie politycznej i gospodarczej pomiędzy ZSRS a państwami Europy Zachodniej, wzmacniała uzasadnienie dla dotychczasowej polityki zagranicznej ZSRS wobec Zachodu oraz osłabiała możliwości realizacji potencjalnych antysowieckich inicjatyw na płaszczyźnie USA-NATO. Amerykański wywiad wskazywał także, że Gazociąg Jamburski wybuduje narzędzia dyplomatyczne przeciwko sankcjom gospodarczym wobec ZSRS i przynosi argumenty przeciwko modernizacji sił wojskowych NATO<sup>103</sup>.

Rosjanie wykorzystują zagadnienie eksportu węglowodorów, w tym przede wszystkim gazu ziemnego do realizacji celów politycznych. Eksport surowców jest traktowany jako podsystem zapewniający realizację kluczowych celów strategicznych. W tym układzie, środki pozyskiwane ze sprzedaży węglowodorów są istotne dla budżetu, ale nie mogą przesłaniać lub wykluczać realizacji celów strategicznych politycznych państwa rosyjskiego. Model wykorzystywania eksportu węglowodorów do wskazanych celów został pierwszy raz zastosowany w latach 70. i 80. XX wieku przez Związek Sowiecki. Cele tego działania były wielowymiarowe – oprócz zapewnienia środków finansowych na rozwój masowej produkcji nowoczesnej techniki militarnej, mającej znaleźć zastosowanie w wojnie z państwami NATO i EWG, miały także doprowadzić do głębokich pęknięć i napięć w łonie europejskich państw sojuszniczych. Z kolei od lat 90. XX wieku, sukcesorka Związku Sowieckiego, Federacja Rosyjska zaczęła szeroko wykorzystywać zjawisko uzależnienia od rosyjskich węglowodorów państw postkomunistycznych i postsowieckich do osiągania celów politycznych. Mechanika tych działań oparta była na niespisanej w żadnym dokumencie, ale stosowanej w praktyce tzw. doktrynie Falina-Kwiecińskiego. Jest wysoce prawdopodobne, iż opisane

101 P. Kengor, Ronald Reagan, op. cit.

102 CIA, *The Soviet Gas Pipeline In Perspective, Special National Intelligence Estimate, National Director of Central Intelligence*, Wrzesień 1982, str. 16-23, [http://www.foia.cia.gov/files/DOC\\_0000273322](http://www.foia.cia.gov/files/DOC_0000273322)

103 CIA, *USSR-Western Europe: Implications of the Siberia-to-Europe-Gas Pipeline*. An Intelligence Assessment, National Foreign Assessment Center, Marzec 1981, [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&u-act=8&ved=2ahUKewi4orC52sD3AhXpkosKHcXdDRYQFnoECAYQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.cia.gov%2Freadingroom%2Fdocs%2FDOC\\_0000500594.pdf&usg=AOvVaw1-vbMwoOSP2PZXVcrVWuIV](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&u-act=8&ved=2ahUKewi4orC52sD3AhXpkosKHcXdDRYQFnoECAYQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.cia.gov%2Freadingroom%2Fdocs%2FDOC_0000500594.pdf&usg=AOvVaw1-vbMwoOSP2PZXVcrVWuIV)

mechanizmy ograniczania pola działania politycznego państw importujących rosyjski gaz, Kreml postanowił wykorzystać wobec rdzeniowych państw Europy Zachodniej, tworzących NATO i Unię Europejską. Narzędziem do realizacji tej strategii jest sześć magistrali gazowych Nord Stream i Turkish Stream o zdolności transportu ok. 140 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. W tym ujęciu, nowa infrastruktura przesyłowa, w powiązaniu z projektem wymuszenia na UE rehabilitacji kontraktów długoterminowych na gaz ziemny, miały być kluczowymi instrumentami realizacji strategicznych celów politycznych Federacji Rosyjskiej przy użyciu narzędzi sektora pozamilitarnego, energetycznego. Z tej perspektywy, można diagnozować stałą formę działania – skoro celem strategicznym Federacji Rosyjskiej jest pokonanie Ukrainy i złamanie woli państw NATO i UE do wspierania Kijowa, to podsystem pozamilitarny, oparty na eksporcie rosyjskiej energii będzie w sposób ciągły wykorzystywany do wsparcia celu strategicznego Kremla. W tym ujęciu, eksport gazu zostanie podporządkowany wytwarzaniu napięć wewnątrz państw UE i NATO w celu osłabienia ich woli do wspierania Ukrainy oraz gotowości do utrzymywania nałożonych sankcji ekonomicznych na Federację Rosyjską.

### 2.3. Stany Zjednoczone. Gaz ziemny a strategiczna współpraca Stanów Zjednoczonych i Unii Europejskiej

„To oni mówią o wyższości państwa, o jego wyższości nad jednostką i przewidują, że państwo obejmie władzę nad całym światem. **To oni koncentrują na sobie całe zło tego świata.** Więc kiedy dyskutujecie o zamrożeniu potencjałów nuklearnych, postarajcie się uniknąć grzechu pychy, która mogłaby was popchnąć do stwierdzenia, że obie strony tego sporu mają rację, że - ignorując fakty i historię - zignorujecie agresywne działania **imperium zła** i stwierdzicie, że wyścig zbrojeń jest po prostu nieporozumieniem, a nie walką prawdy z kłamstwem i dobra ze złem”. To fragment przemówienia prezydenta Stanów Zjednoczonych **Ronalda Reagana z 8 marca 1983 r.** poświęcony Związkowi Sowieckiemu<sup>104</sup>.

„Nic w bitwie o wolność nie było łatwe. To była długa, bolesna droga, która trwała dziesięciolecia. Wyszliśmy z niej wolni. **To była wojna między demokracją a uciskiem,** pomiędzy porządkiem opartym na regułach a takim, gdzie rządziła tylko brutalna siła. Bitwy, która trwa teraz, nie wygramy w ciągu dni czy miesięcy. Musimy przygotować się na długą walkę. Ukraina i jej mieszkańcy walczą o swój naród. **Ich bohaterski opór jest częścią większej walki. Walki o podstawowe zasady demokracji, które łączą wszystkich ludzi wolnych.** Rządy prawa, uczciwe i wolne wybory, wolność mowy, wolność wyznania, wolność pracy, te zasady są podstawą wolnego społeczeństwa. Ale wszystkie były zawsze atakowane. Każde pokolenie musiało **walczyć z wrogami demokracji,** ponieważ taki jest świat. On nie jest doskonały. Apetyty i ambicje nielicznych zawsze chcą narzucić wolę tym, których jest wielu”. To z kolei fragment przemówienia prezydenta Stanów Zjednoczonych **Joe Bidena z 25 marca 2022 r.** w Warszawie<sup>105</sup>.

#### a. Obrona porządku międzynarodowego i amerykańskie gwarancje bezpieczeństwa

Stany Zjednoczone jako jedyne państwo na świecie utrzymują od czasu zakończenia ziemnej wojny status supermocarstwa. Również jako jedyne na świecie dysponują globalnym system sojuszy polityczno-militarnych oraz globalną siecią baz wojskowych. W tej zewnętrznej strukturze bezpieczeństwa szcze-

104 Polskie Radio, *Reagan nazwał ZSRR „Imperium zła”. 39 lat od historycznego przemówienia*, PolskieRadio.pl, <https://www.polskie-radio.pl/39/1240/Artykul/2916144,Reagan-nazwal-ZSRR-Imperium-zla-39-lat-od-historycznego-przemowienia>

105 Rzeczpospolita, *Joe Biden w Warszawie: Putin nie może pozostać u władzy*, <https://www.rp.pl/polityka/art35951221-joe-biden-w-warszawie-putin-nie-moze-pozostac-u-wladzy>

gólną rolę odgrywa Sojusz Północnoatlantycki i jego organizacja - NATO, której członkami jest obecnie 30 państw europejskich (w tym Turcję, której niewielka część terytorium znajduje się w Europie). Z punktu widzenia Waszyngtonu kolejne etapy rozszerzania Sojuszu, jakie następowały w okresie 1999-2020<sup>106</sup> były działaniami prowadzącymi do powiększania obszaru bezpieczeństwa i stabilności, ale także świadczyły o ich przewadze nad międzynarodowymi konkurentami. Agresje militarne Federacji Rosyjskiej na Gruzję w 2008 r. i Ukrainę w 2014 roku były pierwszymi sygnałami świadczącymi o tym, że państwo to czynnie przystąpiło do destrukcji ładu politycznego i architektury bezpieczeństwa uformowanych przez USA po zakończeniu zimnej wojny. Rekcja Waszyngtonu i pozostałych państw zachodnich na te akty była stosunkowo umiarkowana, a zastosowane restrykcje nie skłoniły państwa rosyjskiego do zmiany swojej polityki. Pomimo podważenia przez Rosję stanu bezpieczeństwa w Europie, udział rosyjskiego gazu w zaopatrzeniu europejskich rynków systematycznie się zwiększał, co wykazane zostało już w Raporcie. Na konsekwencje uzależnienia państw europejskich, a szczególnie Niemiec, od rosyjskiego gazu zaczął zwracać uwagę prezydent USA Donald Trump. Podczas sesji Zgromadzenia Ogólnego ONZ we wrześniu 2018 r. amerykański prezydent powiedział wprost, że: „Opieranie się na jednym zagranicznym dostawcy może narazić państwa na wymuszenia i zastraszanie, dlatego gratulujemy państwom europejskim, takim jak Polska, że prowadzą budowę gazociągu Baltic Pipe, tak, aby kraje nie były zależne od Rosji w celu zaspokojenia swoich potrzeb energetycznych”<sup>107</sup>. Jednocześnie amerykański prezydent wielokrotnie krytykował Niemcy za rozwijanie handlu gazem z Rosją przy jednoczesnym zaniechaniu wysiłku finansowego przeznaczanego na obronność<sup>108</sup>. Stany Zjednoczone potrafiły także przejść od krytycznych słów do czynów. W dniu 9 grudnia amerykański Kongres przyjął budżet obronny zawierający sankcje przewidziane dla zagranicznych firm, które „(...) świadomie sprzedały, wypożyczyły, dostarczyły statki lub ułatwiły dostarczenie statków zaangażowanych w układanie rur dla gazociągów Nord Stream 2 i Turkish Stream na dnie morskim na głębokości 100 stóp poniżej poziomu morza i większej. Przewiduje się m.in. zamrożenie aktywów i zablokowanie transakcji tych podmiotów oraz odmowę wiz amerykańskich dla osób zaangażowanych w ww. działania. Sekretarz stanu i sekretarz skarbu USA mają w ciągu 60 dni od wejścia NDAA w życie przedłożyć raport, w którym zostaną wskazane takie podmioty oraz statki”<sup>109</sup>. Administracja nowego prezydenta Joe Bidena w 2021 r. podtrzymała krytyczne zdanie wobec Nord Stream 2, choć powstrzymała się od wprowadzenia kolejnych sankcji argumentując, że nie miałyby one żadnego praktycznego wpływu na zablokowanie rurociągu.

Agresja militarna Rosji na Ukrainę z 24 lutego 2022 r. otworzyła nowy etap w polityce międzynarodowej, w której Rosja podjęła jawną i zdecydowaną próbę zmiany układu sił na kontynencie europejskim oraz zakwestionowania wiodącej roli Stanów Zjednoczonych. W tej sytuacji USA stały się w praktyce głównym państwem wspierającym Ukrainę, a tym samym główną siłą broniącą architektury bezpieczeństwa na kontynencie europejskim. W interesie Unii Europejskiej leży zachowanie przez amerykańskiego sojusznika dotychczasowej postawy i zaangażowania w pomoc Ukrainie. Państwa członkowskie UE nie posiadają bowiem wystarczających zdolności militarnych pozwalających na samodzielne odstraszenie Federacji Rosyjskiej i odpowiednie wsparcie militarne broniące się Ukrainy.

106 W tym okresie w pięciu etapach do Sojuszu Północnoatlantyckiego przystąpiło łącznie 14 państw.

107 W ONZ Trump krytykuje Niemcy za zależność od rosyjskiej energii, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/139114-w-onz-trump-krytykuje-niemcy-za-zalezynosc-od-rosyjskiej-energii>

108 C. Hasselbach, NATO: Niemcy za mało wydają na obronność, <https://www.dw.com/pl/nato-niemcy-wydaj%25C4%85-za-ma%25C5%82o-na-obron%25C4%99/a-47940695>

109 A. Łoskot-Strachota, Sankcje przeciw Nord Streamowi 2 w budżecie obronnym USA, Analizy OSW, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2019-12-18/sankcje-przeciw-nord-streamowi-2-w-budziecie-obronnym-usa>



## b. Szansa rynkowa dla amerykańskich dostawców gazu

Wygenerowana w konsekwencji sukcesu „rewolucji łupkowej” nadwyżka podaży gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych stworzyła w drugim dziesięcioleciu XXI w. warunki do aktywizacji amerykańskich firm z branży gazowej na rynku globalnym. Rynki UE do czasu wybuchu kryzysu gazowego stopniowo otwierały się na dostawy pochodzące od amerykańskich partnerów. Pierwszy transport amerykańskiego gazu do Europy miał miejsce dopiero w kwietniu 2016 r., kiedy gazowiec Creole Spirit dostarczył za-kontraktowany wcześniej towar do portugalskiego portu Sines<sup>110</sup>. Kolejna dostawa od amerykańskiego kontrahenta dotarła natomiast w lipcu 2016 r., tym razem do terminala LNG Murgados w Hiszpanii<sup>111</sup>. W 2017 roku pierwsze dostawy skroplonego gazu z USA dotarły także do litewskiego terminala LNG w Kłajpedzie<sup>112</sup> oraz do polskiego terminala LNG w Świnoujściu<sup>113</sup>.

Wojna rosyjsko-ukraińska oraz towarzysząca jej wojna ekonomiczna Rosji z UE stwarzają niepowtarzalną szansę dla amerykańskich producentów i eksporterów gazu. Aktualna koniunktura polityczna oraz koniunktura rynkowa sprzyjają alternatywnym wobec Gazpromu i Rosji dostawcom gazu, a szczególnie sprzedającym go w formie skroplonej. Presja, pod jaką znalazły się rządy wielu państw członkowskich oraz Komisja Europejska, niewątpliwie sprzyja amerykańskim koncernom w powiększaniu swojego udziału w handlu międzynarodowym gazem i zaopatrzeniu europejskich rynków w ten strategiczny surowiec. Amerykańska branża gazowa może odwoływać się przy tym do unikalnych atutów, jakimi nie dysponują inni dostawcy:

- Stany Zjednoczone są największym producentem gazu ziemnego i jednocześnie LNG na świecie,
- Stany Zjednoczone są największym partnerem handlowym Unii Europejskiej,
- większość państw członkowskich Unii Europejskiej znajduje się w relacji sojuszniczej z USA w ramach Sojuszu Północnoatlantyckiego,
- Stany Zjednoczone oraz Unia Europejska dzielą ten sam system wartości leżących u podstaw demokratycznych ustrojów politycznych oraz wolnorynkowego modelu gospodarki,
- Stany Zjednoczone są najsilniejszym gwarantem postzimnowojennego ładu politycznego w Europie.

Rozwój handlu gazem pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a państwami Unii Europejskiej będzie oczywiście zależał od indywidualnych strategii sprzedażowych amerykańskich koncernów operujących w skali rynków globalnych. Deklaracje i uzgodnienia zawierane na szczeblu politycznym nie muszą być dla tych prywatnych, niezależnych od rządu federalnego podmiotów wiążące. W realiach amerykańskich oczywiście nie funkcjonuje pełna separacja sektora naftowo-gazowego od elit politycznych i władz federalnych w Waszyngtonie. Obie strony posiadają długie tradycje ucierania konsensusów oraz uzgadniania wspól-

110 Money.pl, *Pierwszy transport gazu LNG z USA w drodze do Europy*, <https://www.money.pl/gospodarka/wiadomosci/artukul/pierwszy-transport-gazu-lng-z-usa-w-drodze-do,120,0,2066808.html>

111 BiznesAlert.pl, *Do Europy dociera kolejna dostawa LNG z USA*, <https://biznesalert.pl/europy-docieraja-kolejne-ladunki-lng-usa/>

112 We wrześniu 2017 r. dotarł pierwszy ładunek amerykańskiego gazu na Liwę w konsekwencji podpisanego w 2015 r. kontraktu między Cherniere a Litgas, <https://www.rp.pl/biznes/art11939701-litwa-pierwsza-z-gazem-z-usa>; <https://studium.uw.edu.pl/na-litwe-dotarl-pierwszy-ladunek-gazu-lng-z-usa/>

113 PGNiG, *Historyczna dostawa gazu do Polski. PGNiG odebrało amerykańskie LNG*, <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/historyczna-dostawa-gazu-do-polski-pgnig-odebralo-amerykanskie-lng/newsGroupId/10184>

nych interesów<sup>114</sup>. Kolejni następujący po sobie prezydenci USA, pomimo dzielących ich głębokich różnic ideowo-politycznych, w przypadku wsparcia dla rozwoju eksportu amerykańskiego gazu, szczególnie do Europy, wykazywali się zbieżnością poglądów.

**Barack Obama** podniósł wątek gazu ziemnego podczas szczytu amerykańsko-unijnego w marcu 2014 r. poświęconego wspólnej polityce sankcyjnej wobec Rosji po jej zajęciu Krymu. Amerykański prezydent wspominał, że Stany Zjednoczone mogą złagodzić w przyszłości zależność Europy od dostaw rosyjskiego gazu. „To nie jest coś, co może stać się jednej nocy, ale cały ten kryzys pokazał nam, że musimy działać szybko, bo to jest pilna sprawa”<sup>115</sup>. B. Obama podkreślił, że sprzedaż gazu z USA do UE będzie możliwa dzięki zniesieniu barier celnych po przyjęciu Transatlantyckiego Partnerstwa Handlowego i Inwestycyjnego (ang. Transatlantic Trade and Investment Partnership, TTIP). „Unia Europejska jest kamieniem węgielnym naszego zaangażowania w Europie” – powiedział prezydent USA Barack Obama. „Chcemy doprowadzić do przyspieszenia wzrostu gospodarczego po obu stronach Atlantyku. Chcemy przyjąć TTIP. Chcemy doprowadzić do sprzedaży gazu dzięki regulacjom tego paktu”<sup>116</sup>.

**Donald Trump** zapowiedział erę niezależności energetycznej, a nawet dominacji energetycznej USA i nadejście „gazu wolności” (*Freedom Gas*) z Ameryki. Myśl prezydenta rozwijał m.in. podsekretarz ds. energii Mark W. Menezes wskazując, że USA będą rozpowszechniać „gaz wolności” na całym świecie<sup>117</sup>. Natomiast sekretarz energii Rick Pery porównał eksport amerykańskiego gazu do wyzwania Europy przez amerykańskich żołnierzy podczas II wojny światowej: „Stany Zjednoczone ponownie zapewniają pewną formę wolności kontynentowi europejskiemu. Ale nie w postaci młodych amerykańskich żołnierzy, to w postaci skroplonego gazu ziemnego”<sup>118</sup>.

**Joe Biden** w pierwszych tygodniach wojny rosyjsko-ukraińskiej i narastającego kryzysu gazowego w Unii Europejskiej zadeklarował: „Dołożymy wszelkich starań, żeby zapewnić UE w tym roku 15 mld m<sup>3</sup> gazu LNG”<sup>119</sup>. Jednocześnie podkreślił. Był on zbieżny w poglądach ze swoim poprzednikiem D. Trumpem mówiąc, że „Europa musi zakończyć swoje uzależnienie od rosyjskich paliw kopalnych, a USA pomoże wam w tym”<sup>120</sup>. Deklaracje składane przez amerykańskiego prezydenta zostały ujęte w podpisanym w dniu 25 marca 2022 r. porozumieniu pomiędzy USA i UE przewidującym, że strona amerykańska do końca 2022 r. zapewni UE dodatkowy gaz, odpowiadający około 10% surowca, który obecnie otrzymuje z Rosji. Ostatecznym celem jest dostarczanie przez USA około 50 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie do UE<sup>121</sup>.

114 Więcej na ten temat m.in. w: M. Sienkiewicz, *Ropa naftowa i gaz ziemny w polityce Stanów Zjednoczonych*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”, nr 5, 2011 r., s. 15-18.

115 Forsal, *Obama w Brukseli: USA i UE są zgodne co do zaostrzenia antyrosyjskich sankcji*, <https://forsal.pl/artykuly/786770,obama-w-brukseli-antyrosyjskie-sankcje.html>

116 CIRE.pl, *Obama: TTIP umożliwi rozwój eksportu LNG do USA*, <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/86843-obama-ttip-umozliwi-rozwoj-eksportu-lng-do-usa>

117 Washington Post, *The Energy 202: Trump administration's 'molecules of U.S. freedom' come with a cost*, <https://www.washingtonpost.com/news/powerpost/paloma/the-energy-202/2019/05/30/the-energy-202-trump-administration-s-molecules-of-u-s-freedom-come-with-a-cost/5ceec6061ad2e52231e8e855/>

118 F. Simson, *'Freedom gas': US opens LNG floodgates to Europe*, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/freedom-gas-us-opens-lng-floodgates-to-europe/>

119 WNP.pl, *Joe Biden obiecuje dodatkowy gaz dla Europy*, <https://www.wnp.pl/rynki-zagraniczne/joe-biden-obiecuje-dodatkowy-gaz-dla-europy,560068.html>

120 Joe Biden w Warszawie: *Putin nie może pozostać u władzy*, op. cit., 26.11.2022 r.

121 BBC, *EU signs US gas deal to curb reliance on Russia*, <https://www.bbc.com/news/business-60871601>

Biorąc pod uwagę powyższe przykłady można założyć, że amerykańskie firmy produkujące i eksportujące gaz skroplony będą mogły liczyć w najbliższych latach na różne formy politycznego wsparcia ze strony obecnej administracji prezydenta J. Bidena. Trwałe wypchnięcie rosyjskiego gazu z rynków europejskich leży bowiem we wspólnym interesie amerykańskiego biznesu gazowego i rządu, choć z innych powodów. W wymiarze biznesowym Europa jest dla amerykańskich dostawców LNG atrakcyjnym miejscem zbytu ze względu na wielkość i dojrzałość swoich rynków. W wymiarze geopolitycznym ostateczne zamknięcie Europy dla rosyjskiego gazu będzie oznaczało likwidację jednego z głównych rosyjskich narzędzi nacisku i budowania wpływów wśród europejskich sojuszników USA. Wojna toczona przeciw Ukrainie stała także politycznym i militarnym wyzwaniem rzuconym przez Rosję Stanom Zjednoczonym. Zniszczenie niepodległej Ukrainy będzie bowiem zaprzepaszczeniem wysiłku, jaki Ameryka ponosiła przez lata, a obecnie ponosi nadal w ogromnej skali na rzecz utrzymania i wsparcia tego państwa. Ewentualne rosyjskie zwycięstwo będzie również w pewnym stopniu podważeniem rezultatu zakończenia zimnej wojny i częściowym odwróceniem jego skutków. Należy się zatem spodziewać, że amerykańskie władze odpowiedzialne za politykę zagraniczną wspierać będą nadal swoich europejskich sojuszników, ale - co może być nawet ważniejsze – czynnie wspierać Ukrainę w jej walce z rosyjskim agresorem. Co ważne, poparcie dla Ukrainy i Europy oraz potępienie Rosji jest podzielane ponad podziałami politycznymi przez obie strony sceny politycznej. Wydaje się, że istnieje silna świadomość, że jeśli agresja na Ukrainę nie zostanie powstrzymana, lub jeśli pójdzie się jej na ustępstwa, to Rosja prawdopodobnie po odbudowie swojego potencjału będzie zdolna do kolejnego uderzenia na wybraną przez siebie ofiarę. Dlatego Stany Zjednoczone są największym dostawcą pomocy wojskowej i niewojskowej dla Ukrainy. Unia Europejska wspiera ją natomiast finansowo jednocześnie przyjmując kolejne pakiety sankcji przeciwko Federacji Rosyjskiej.

Uwzględniając doświadczenia wyniesione z praktyki stosunków międzynarodowych drugiej połowy XX w. i początku XXI w., można przyjąć, że Stany Zjednoczone w ramach partnerstwa euroatlantyckiego będą odgrywały pozytywną rolę w zakresie umacniania bezpieczeństwa Unii Europejskiej oraz stabilizacji na europejskich rynkach gazu ziemnego.

## 2.4. Chińska Republika Ludowa. Chiny – rosnący w siłę gracz na globalnym rynku gazu

W ocenie Autorów Raportu czynnikiem, który w coraz większym stopniu będzie wpływał na bezpieczeństwo i dostępność paliwa gazowego na rynku światowym będzie aktywność polityczna i dynamika gospodarcza Chińskiej Republiki Ludowej.

### a. Mocarstwowa polityka Chin

Mocarstwowa pozycja Chin oraz polityczne aspiracje tego państwa wpływają na stabilność systemu międzynarodowego i trwałość układu sił w stosunkach międzynarodowych. Na przełomie drugiej i trzeciej dekady XX w. państwo to stało się drugą co do wielkości gospodarką na świecie i największym globalnym eksporterem. Opierając się na własnej potędze gospodarczej Chiny dążą do odgrywania coraz większej roli w światowym systemie politycznym. W ocenie National Bureau of Asian Research celem strategicznym ChRL w perspektywie średnioterminowej jest stworzenie nowego ładu światowego, w którym zajmować mają nie hegemoniczną, ale centralną pozycję polityczną. W nowej hierarchii międzynarodowej „Chiny byłyby największym, najpotężniejszym i najbardziej zaawansowanym technologicznie państwem, z mniejszymi, słabszymi, podporządkowanymi państwami krążącymi po ich orbicie”<sup>122</sup>.

Od lat 90. XX w. Pekin krytykował hegemoniczną pozycję Stanów Zjednoczonych oraz działania Waszyngtonu zmierzające do modelowania sytuacji politycznej w różnych regionach świata. Chiny Ludowe prowadziły jednocześnie konsekwentną politykę budowania relacji gospodarczych i pozyskiwania partnerów politycznych w wielu regionach świata (Afryce, Azji Centralnej czy Ameryce Południowej), stanowiąc konkurencję dla amerykańskiej oferty polityczno-ekonomicznej. Napięcie w stosunkach amerykańsko-chińskich przybrało szczególnie na sile w okresie prezydentury Donalda Trumpa, przejawiając się wzajemnymi konfrontacjami na polu dyplomacji, polityki informacyjnej czy polityki handlowej<sup>123</sup>. Antagonizm amerykańsko-chiński nie osłabł po przejściu władzy przez nowego amerykańskiego prezydenta

122 N. Rolland, *China's Vision for a New World Order. Implications for the United States*, <https://www.nbr.org/publication/chinas-vision-for-a-new-world-order-implications-for-the-united-states/>

123 M. Alisky, D. Gao, *The US must end its antagonism toward China, Part I*, <https://stanforddaily.com/2020/05/13/part-i-the-u-s-must-end-its-antagonism-toward-china/>, 13.05.2020 r., Hoover Institution, *China's Influence & American Interests: Promoting Constructive Vigilance*, <https://www.hoover.org/research/chinas-influence-american-interests-promoting-constructive-vigilance>

Joe Bidena, ale geograficznie zogniskował się ponownie wokół wyspy Tajwan i zajmującej to terytorium Republiki Chińskiej (lipiec/sierpień 2022 r.). Dążenie Pekinu do przejęcia kontroli nad wyspą oraz neutralizacji konkurencyjnego ośrodka władzy w Taipei może przerodzić się w konfrontację militarną ze Stanami Zjednoczonymi. Realizacja takiego scenariusza być może jest mało realna, ale dynamika polityki międzynarodowej w latach 2020-2022 nie pozwala w zupełności wykluczyć takiego obrotu sprawi. Należy przy tym założyć, że hipotetyczny konflikt zbrojny między ChRL i USA miałby kolosalne, negatywne konsekwencje dla handlu światowego i zrodziłby kolejne perturbacje dla handlu gazem. Chiny są bowiem jednym z głównych konsumentów tego surowca, opierającym w znaczącym stopniu swoje zaopatrzenie na imporcie LNG.

## b. Gaz ziemny paliwem pomostowym chińskiej transformacji energetycznej

Zużycie gazu ziemnego w Chinach liczone od roku 2010 znajduje się w stałym trendzie wzrostowym, zwiększając się z poziomu 108,9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie do poziomu 330,6 mld m<sup>3</sup> w 2020 r. W ciągu dekady chińskie potrzeby w zakresie konsumpcji gazu wzrosły więc o ok. 203%<sup>124</sup>. Należy się spodziewać, że ten trend w kolejnym dziesięcioleciu zostanie utrzymany, w konsekwencji realizowanej przez władze chińskie transformacji energetycznej<sup>125</sup>. Według prognozy Global Exporting Countries Forum (dalej GECF) z 2019 r. udział gazu w chińskiej elektroenergetyce w konsekwencji odchodzenia od paliwa węglowego do 2050 r., wzrośnie z 3% (38 mld m<sup>3</sup>) do 8% (156 mld m<sup>3</sup>), natomiast w ciepłownictwie z 17 mld m<sup>3</sup> do 52 mld m<sup>3</sup>. Gaz ziemny ma być też w coraz większym stopniu wykorzystywany przez chiński przemysł, którego potrzeby mają wzrosnąć z 66 mld m<sup>3</sup> w 2018 r. do 200 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie<sup>126</sup>. Przewidywany na kolejne dziesięciolecie wzrost zapotrzebowania na gaz w Chinach w ocenie GECF wpisywać się ma w szerszy, regionalny trend zwiększania zapotrzebowania na ten surowiec. Region Azji i Pacyfiku przez kolejne 30 lat będzie wnosił największy wkład w zwiększanie globalnego zapotrzebowania na gaz, generując w tym okresie łączny popyt o wartości 1 785 mld m<sup>3</sup><sup>127</sup>.

Chińskie wydobycie gazu ziemnego, pomimo obserwowanego od 10 lat wzrostu, nie zaspokaja jednak w pełni krajowego zapotrzebowania. W 2020 r. produkcja gazu osiągnęła poziom 194 mld m<sup>3</sup>, co pokryło jedynie ok. 60% krajowego zapotrzebowania<sup>128</sup>. Rosnące chińskie potrzeby w zakresie zapotrzebowania na gaz będą musiały być w dużym stopniu realizowane dzięki importowi. Współcześnie Chiny są drugim na świecie, po Japonii, największym importerem gazu skroplonego, sprowadzając w 2020 r. 94 mld m<sup>3</sup><sup>129</sup>. Należy się spodziewać, że rola tego państwa na światowym rynku LNG będzie wzrastać. Oczywiście

124 BP, *Statistical Review of World Energy 2021*, op. cit., s. 38.

125 W dniu 21 września 2020 r. przed Zgromadzeniem Ogólnym ONZ prezydent Xi Jinping ogłosił, że Chiny będą dążyć do osiągnięcia maksymalnej emisji dwutlenku węgla do 2030 r. i neutralności węglowej do 2060 r., rozpoczynając nowe wysiłki na rzecz przejścia na zieloną gospodarkę. Na początku listopada 2021 r. chińskie władze opublikowały dwa kluczowe dokumenty określające model i przebieg transformacji energetycznej: „Wytężone robocze na rzecz osiągnięcia szczytowego poziomu dwutlenku węgla i neutralności węglowej w pełnym i wiernym wdrażaniu nowej filozofii rozwoju” oraz „Plan działania na rzecz osiągnięcia szczytowego poziomu dwutlenku węgla przed 2030 r.”, <https://www.china-briefing.com/news/earth-day-2022-what-the-state-of-chinas-energy-transition/>

126 GECF, *Role of Natural Gas in China 2050*, October 2019, s. 6-8.

127 GECF, *Global Gas Outlook 2050 Synopsis*, November 2021, s. 51.

128 BP, *Statistical Review of World Energy 2021*, op. cit., s. 38.

129 Ibidem, s. 43.

będzie to w dużym stopniu zależało od stanu i rozwoju infrastruktury odbiorczej i regazyfikacyjnej LNG. W 2021 r. zdolności odbiorcze chińskich terminali LNG wynosiły ok. 125,4 mld m<sup>3</sup> gazu (92,9 mln ton LNG)<sup>130</sup>. Aktualnie w Chinach trwa rozbudowa ośmiu obiektów terminalowych oraz budowa 10 nowych terminali odbiorczych. Prowadzone inwestycje są realizacją rządowego planu zwiększenia zdolności importowych Chin do 333,4 mld m<sup>3</sup> (247 mln ton) do 2035 r.<sup>131</sup> Chiny realizują także import gazu rurociągami z trzech krajów Azji Środkowej: Turkmenistanu, Uzbekistanu, Kazachstanu oraz kierunku południowego z Birmy. Trzy główne sieci rurociągów w Azji Środkowej o przepustowości 55 mld m<sup>3</sup> rocznie przepływają z Turkmenistanu do Chin przez Uzbekistan i Kazachstan. Na koniec 2018 r. przepustowość operacyjna chińskich rurociągów importowych wynosiła około 67 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>132</sup>. Po uruchomieniu w 2019 r. rosyjskiego rurociągu Siła Syberii zdolności odbiorcze chińskiego rynku wzrosły do 105 mld m<sup>3</sup>. Istnieje plan zwiększenia wolumenu przesyłu o dodatkowe 10 mld m<sup>3</sup> rocznie między Kazachstanem a Chinami<sup>133</sup>.

Znaczenie ChRL jako aktora w globalnej rozgrywce politycznej w najbliższych latach będzie wzrastać. Obecnie, jak i w horyzoncie średniookresowym, w swojej strategii transformacji energetycznej oraz polityce wobec otoczenia międzynarodowego UE powinna zatem uwzględniać Chiny także w kontekście ryzyk i zagrożeń, jakie to państwo może generować. Przede wszystkim należy monitorować narastający antagonizm amerykańsko-chiński koncertujący się zwłaszcza wokół statusu politycznego Tajwanu. Utrzymująca się w tym przypadku wyraźna sprzeczność interesów między tymi państwami może być źródłem gwałtownej destabilizacji systemu międzynarodowego i nowych perturbacji w globalnym handlu gazem. Chiny, obok innych państw azjatyckich takich jak Japonia i Korea Południowa, będą w najbliższych latach poważnym konkurentem dla europejskich odbiorców szukających dodatkowych wolumenów na międzynarodowym rynku LNG. Chiny stanowią także atrakcyjny rynek zbytu dla producentów gazu z regionu kaspjskiego – szczególnie Kazachstanu, Turkmenistanu i Uzbekistanu, dla których UE nie jest poważną alternatywą. Chiny posiadają inicjatywę polityczną i gospodarczą w relacjach z państwami tego regionu. Wzrastające potrzeby importowe Chin w zakresie LNG będą także przyciągały w coraz większym stopniu dostawców z Australii i Malezji, generując przy tym wzrost popytu na usługi transportu morskiego gazu skroplonego.

130 IGU, *2022 LNG World Report*, s. 40.

131 Ibidem, s. 40-41.

132 GECF, *Role of Natural Gas in China 2050*, op. cit., s. 11-12.

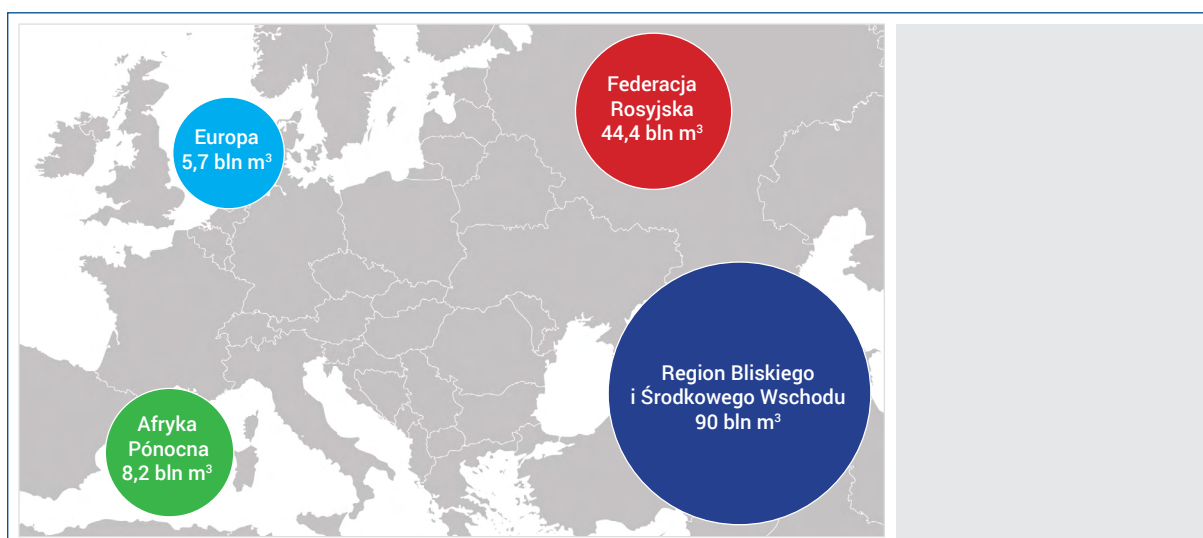
133 Ibidem, s. 12.



## 2.5. Turcja. Turecka strategia stworzenia transregionalnego hubu gazowego

Strategia energetyczna Turcji opiera się na koncepcji wybudowania lądowego korytarza energetycznego pomiędzy regionem posiadającym jedno najbardziej obfitych złóż węglowodorów na świecie, (przed wszystkim gazu ziemnego), a jednym z największych i najlepiej płacących ze ten surowiec światowych rynków, który tworzą państwa należące do Unii Europejskiej. W realizacji tej strategii Turcja wykorzystuje układ geograficzny – Płw. Azji Mniejszej kanalizujący cały ruch lądowy pomiędzy regionem dostaw a regionem odbioru. Daje to unikalną przewagę, swego rodzaju dźwignię o wielokrotnym przełożeniu prowadzącą Turcję do statusu państwa kluczowego i zarazem niezbędnego ogniwa w transporcie węglowodorów do UE. To jest punkt ciężkości strategii Ankary, na którym budowane są kolejne elementy podsystemu, takie jak budowa magistrali do przesyłu gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Rozwinięciem tej strategii jest odpowiednie kanalizowanie wielu międzynarodowych projektów transportowych do obszaru geograficznego Płw. Azji Mniejszej oraz paraliżowanie lub neutralizowanie projektów transportowych postrzeganych przez Ankarę za konkurencyjne lub nierealizujące jej celów strategicznych.

### RYS. 19. WIELKOŚĆ ZŁOŻ GAZU POSZCZEGÓLNYCH KORYTARZY ENERGETYCZNYCH DO UNII EUROPEJSKIEJ



Źródło: P. Turowski, Fiasco projektu Nabucco w następstwie walki o kontrolę nad szlakami transportowymi z południa, Kwartalnik Bezpieczeństwo Narodowe Nr 22 z 2012 r.

Wydaje się, że celem strategicznym jest uformowanie hubu transportowego dla przesyłu węglowodorów do Unii Europejskiej. Taki status prowadziłyby do zwielokrotnienia siły politycznej Ankarę w stosunku do państw UE oraz państw producenckich ropy i gazu. W ten sposób Turcja za pomocą instrumentów kontrowania szlaków dostaw i dystrybucji węglowodorów tworzy i podkreśla swoją potęgę w wymiarze regionalnym i globalnym.

### a. Początki realizacji tureckiej strategii

Początek realizacji tej strategii można odnaleźć w latach 90. XX wieku, kiedy to Ankara zaczęła realizować pierwszy element opisanej wyżej strategii – umocnienie swoich wpływów politycznych w regionie państw powstałych w wyniku rozpadu ZSRS w regionie Kaukazu z możliwością oddziaływania na postsowieckie państwa Azji Centralnej. Zaczęto od zacieśniania relacji z Azerbejdżanem, kluczowym producentem gazu i ropy naftowej w tym regionie. W tym ujęciu Baku stało się dla Ankarę przyczółkiem do dalszej politycznej ekspansji na Kaukazie Południowym, co umożliwiałoby mitygowanie wpływów Rosji w tym regionie. Narzędziem wykonawczym tej strategii stały się projekty magistrali do przesyłu ropy naftowej i gazu ziemnego z regionu Kaukazu przez terytorium Turcji na rynki odbiorcze. Ankara uzyskała także wsparcie polityczne USA i Wielkiej Brytanii oraz UE dla realizacji tych projektów. Były to uruchomiony w 2005 r. rurociąg do przesyłu ropy naftowej Baku–Tbilisi–Ceyhan oraz wybudowana rok później magistrala gazowa Baku–Tbilisi–Erzurum.

RYC. 20. TRASA PRZEBIEGU RUROCIĄGU NAFTOWEGO BAKU-TBILISI-CEYHAN



Źródło: <https://www.oilfund.az/en/projects/1>

Rurociąg naftowy ma zdolność przesyłu ponad 58 mln ton ropy naftowej rocznie, co plasuje go wśród jednego z większych rurociągów naftowych na świecie<sup>134</sup>.

Z kolei gazociąg Baku-Tbilisi-Erzurum ma zdolności roczne przesyłu 24 mld m<sup>3</sup> gazu z regionu Kaukazu do zasilania magistrali eksportowych położonych na terytorium Turcji. Warto nadmienić, iż przedłużeniem strategii przesyłu węglowodorów z regionu Kaukazu oraz państw Azji Środkowej była unijna koncepcja budowy Południowego Korytarza Energetycznego umożliwiającego transport węglowodorów ze wspomnianych regionów do państw UE. Realizacja tego projektu została wstrzymana. Należy podkreślić, iż z perspektywy interesów strategicznych Turcji mogła być postrzegana jako nieatrakcyjna oraz ograniczająca cele strategiczne Ankarę. Koncepcja Południowego Korytarza Energetycznego opierała się na wybudowaniu międzynarodowego konsorcjum, które stanie się właścicielem magistrali gazowej, w przyszłości także magistrali naftowych i umożliwi niezakłócony przesył węglowodorów do państwa Unii Europejskiej. W tym ujęciu terytorium państwa tureckiego de facto udzielałoby jedynie prawa drogi dla budowy i eksploatacji magistrali gazowych i naftowych.

#### RYS. 21. PRZEBIEG TRASY NIEKORZYSTNEGO DLA TURCJI PROJEKT GAZOCIĄGU NABUCCO



Źródło: Nabucco gas Pipeline, <https://bankwatch.org/project/nabucco-gas-pipeline>

Koncerny tureckie, zgodnie z projektem UE, byłyby jednym z kilkunastu udziałowców konsorcjum, co w oczywisty sposób ograniczałoby możliwość dyskutowania politycznego z przebiegiem opisywanych gazociągów przez terytorium Turcji. W tym ujęciu sparaliżowanie budowy gazociągu Nabucco (projektu wykonawczego w ramach koncepcji Południowego Korytarza Energetycznego) było zbieżne z interesami strategicznymi Ankarę. Gazociąg Nabucco został zatrzymany ogłoszoną przez Federację Rosyjską decyzją o budowę gazociągu South Stream. Rosjanie zadeklarowali, iż South Stream będzie miał

134 A. Lapan, *Caspian oil flow through Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline reaches 3.5B barrels at end of 2020*, <https://www.dailysabah.com/business/energy/caspian-oil-flow-through-baku-tbilisi-ceyhan-pipeline-reaches-35b-barrels-at-end-of-2020>

zdolność do transportu 63 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, po czym uruchomili działania polityczne, ekonomiczne i dyplomatyczne. W nowym otoczeniu rynkowym gazociąg Nabucco, o projektowanej mocy przesyłowej 31 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie i koszcie ponad 8 mld euro, stracił rację bytu i został zatrzymany<sup>135</sup>. Ważną rolę w paraliżowaniu Nabucco odegrał także Azerbejdżan odmawiając deklaracji o zapewnieniu dostaw gazu dla europejskiego projektu. Dodatkowo w grudniu 2011 r. Azerbejdżan i Turcja zrezygnowały z uczestnictwa w Nabucco, co można odczytywać za najbardziej widoczny sygnał o podjęciu alternatywnego projektu. Obydwa państwa zapewniły sobie wsparcie dyplomatyczne USA dla alternatywnego projektu dostaw gazu do UE ogłaszając po odmowie dostaw gazu dla Nabucco uruchomienie projektu gazociągu transanatolijskiego TANAP o przepustowości 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, łączącego złoża gazowe Morza Kaspijskiego z granicą bułgarską i grecką przez terytoria Azerbejdżanu, Gruzji i Turcji. TANAP został wybudowany do początku 2018 r. za kwotę 7 mld USD przez konsorcjum, w którym firmy azerskie posiadają 80% udziałów, a tureckie 20%. Projekt został podzielony na cztery etapy inwestycyjne. Pierwszy zakładał osiągnięcie przepustowości 16 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie na początku 2018 r., drugi osiągnięty w 2023 r., przesył 23 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, kolejny w 2026 r. – prognozuje wzrost przepustowości do 31 mld m<sup>3</sup>. Docelowe możliwości transportowe zaplanowano na poziomie 60 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie<sup>136</sup>. Obecnie gazociąg oprócz surowca na wewnętrzne potrzeby Turcji dostarcza 10 mld m<sup>3</sup> gazu do południowych Włoch za pośrednictwem podmorskiego łącznika między Bałkanami a Płw. Apenińskim o nazwie TAP<sup>137</sup>.

## b. Turcja wciąga Rosję do budowy swojej potęgi

Ostatnie lata otworzyły dla tureckich celów strategicznych swego rodzaju okno możliwości. Rosyjski projekt gazociągu South Stream, który po dnie Morza Czarnego miał przesyłać do państw Europy w tym przede wszystkim do Unii Europejskiej rosyjski gaz został zablokowany mechanizmami prawnymi i administracyjnymi przez Brukselę. Rosja chcąc zrealizować swój cel strategiczny, domykania od południa w kleszczach gazowych państw wspólnoty europejskiej, zdecydowała się na adaptowanie swojej koncepcji do nowego środowiska prawno-regulacyjnego. Wciągnięcie Turcji do tej rozgrywki, poprzez przesunięcie na europejskie wybrzeże Turcji punktu wyjścia podmorskiego gazociągu, z punktu pierwotnie posadowionego na terytorium Bułgarii umożliwiło kontynuację celu strategicznego Moskwy. Realizacja Turkish Stream miała umożliwić Rosji, poza zmniejszeniem tranzytu przez Ukrainę, utrzymanie lub nawet wzmocnienie roli rosyjskiego surowca oraz pozycji Gazpromu w Europie Południowo-Wschodniej<sup>138</sup>. W tym ujęciu Ankara włączając się w ten projekt, stała się niezbędnym i kluczowym dostawcą unikalnej zdolności, której Moskwie brakowało. Takie rozwiązanie niesie korzyść i przewagę polityczną dla Ankary, bowiem bez zgody na przebieg gazociągu przez terytorium tureckie, Moskwa nie mogłaby zrealizować swojego projektu. Już z 2020 r., zamiast rurociągami ukraińskimi, przez Turkish Stream przesłano ok. 12 mld m<sup>3</sup> gazu – połowę do Turcji, resztę do Bułgarii, Grecji i Macedonii Północnej. Docelowo tym gazociągiem surowiec ma też docierać przez Serbię na Węgry, do Austrii oraz do Rumunii<sup>139</sup>. Opłacalność projektu Turkish Stream ma zagwarantować przesyłanie tą trasą surowca na Węgry i do Austrii, które importują znacznie większe ilości rosyjskiego gazu - w 2019 r. odpowiednio 11,26 i 16,28 mld m<sup>3</sup>.

135 Ibidem.

136 P. Turowski, op. cit., s. 148.

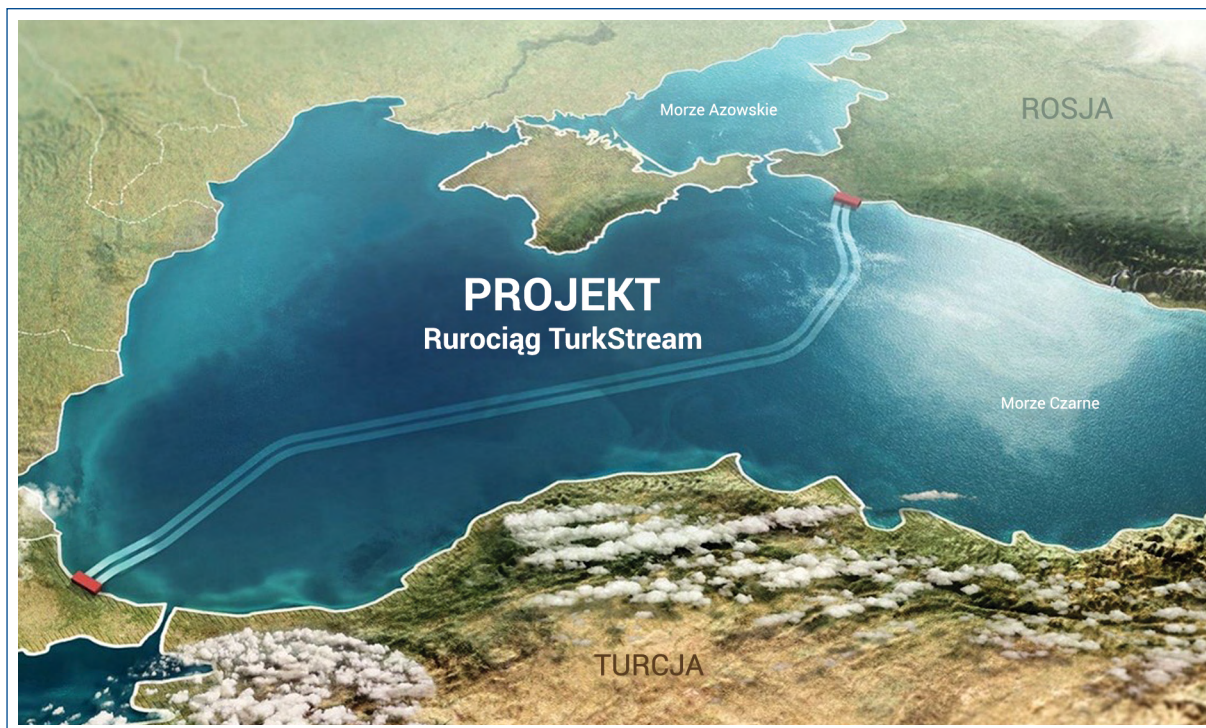
137 TANAP, *TAP pipelines interconnect at Turkey-Greece border*, op. cit.

138 A. Łoskot-Strachota, M. Seroka, M. Szpala, *TurkStream na dywersyfikującym się rynku Europy Południowo-Wschodniej*, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2021-04-08/turkstream-na-dywersyfikujacym-sie-rynku-europy-poludniowo>

139 Ibidem.



RYS. 22. PRZEBIEG GAZOCIĄGU TURKISH STREAM



Źródło: <https://turkstream.info/project/>

Warto nadmienić, że strategia wciągania Rosji do budowy hubu węglowodorowego na terytorium tureckim została zainicjowana kilkanaście lat wcześniej. Wówczas dyplomacja turecka zdołała doprowadzić do wybudowania gazociągu Blue Stream, który po dnie Morza Czarnego przesyła gaz z Rosji zarówno na potrzeby rozwijającej się rodzimej gospodarki, jak i na eksport.

RYS. 23. PRZEBIEG GAZOCIĄGU BLUE STREAM



Źródło: [https://en.wikipedia.org/wiki/Blue\\_Stream](https://en.wikipedia.org/wiki/Blue_Stream)

Turcja umiejętnie od co najmniej trzydziestu lat wdraża koncepcję budowy hubu gazowego i naftowego dla państw Unii Europejskiej oraz innych odbiorców w regionie Morza Śródziemnego. Celem strategicznym realizowanego projektu jest zwiększenie siły i potęgi Turcji poprzez kontrolę krytycznych szlaków przesyłowych węglowodorów od producentów do odbiorców końcowych. W tym ujęciu strategia Ankary poprzez kontrolę środkowego łańcuch handlu gazem i ropą czyli szlaków przesyłowych umożliwi Turcji zwiększenie jej oddziaływania na państwa producenckie i konsumenckie. Takie rozwiązanie jest dźwignią ułatwiającą budowę potęgi politycznej i awans Turcji do statusu mocarstwa regionalnego.



## 2.6. Zatoka Perska. Potencjał i ryzyka związane z pozyskiwaniem gazu z regionu Zatoki Perskiej

Region Zatoki Perskiej nie jest oczywiście traktowany jako odrębny gracz geopolityczny, ale jako miejsce ścierania się miejscowych i globalnych interesów. Rozwój sytuacji politycznej w tym regionie ma więc wpływ na funkcjonowanie całego systemu międzynarodowego. Przez ostatnie pół wieku Zatoka Perska była bardzo niestabilnym miejscem, naznaczonym wojnami, przewrotami wojskowymi, atakami terrorystycznymi oraz zaangażowaniem militarnym mocarstw zewnętrznych. Ponadto, mimo wielu inicjatyw integracji regionalnej, takich jak Rada Współpracy Zatoki Perskiej, motywem przewodnim relacji między państwami Zatoki Perskiej była nieufność i rywalizacja<sup>140</sup>.

Zasoby gazu znajdujące się w regionie Zatoki Perskiej stanowią pozornie atrakcyjną alternatywę dla rosyjskiego gazu ziemnego. Miejsce to obfituje bowiem w gaz ziemny i jest geograficznie blisko Europy, więc mogłoby być źródłem dostaw do Starego Kontynentu. Jednak europejskie rządy i firmy, które rozważają dywersyfikację dostaw gazu ziemnego poprzez zwiększenie importu z Zatoki Perskiej, muszą z góry zdać sobie sprawę z kilku wyzwań, z którymi prawdopodobnie będą musieli się zmierzyć w perspektywie średnio- i długoterminowej. Potencjalne problemy związane z importem gazu ziemnego z Zatoki Perskiej są nie tylko funkcją realnych opcji determinowanych przez warunki rynkowe, ale wpływają na nie również czynniki geopolityczne.

### a. Antagonizmy regionalne

Źródłem niestabilności regionu są istniejące antagonizmy i konflikty pomiędzy znajdującymi się tam państwami. Przykładem utrzymujących się od końca lat 90. XX napięć są relacje między Katarą a Arabią Saudyjską. Państwa te prowadzą m.in. odmienne polityki wobec Iranu, który traktowany jest przez Arabię Saudyjską jako rywal, a przez Katar jako atrakcyjny partner polityczny. W konsekwencji narastających konfliktów, Królestwo Saudów (wraz ze zorganizowaną przez siebie koalicją obejmującą Zjednoczone Emiraty Arabskie, Bahrajn oraz Egipt) wprowadziło w czerwcu 2017 r. blokadę gospodarczą Kataru. Pomoc dla izolowanego ekonomicznie sułtanatu zaoferowały natomiast Iran i Turcja<sup>141</sup>. Kryzys we wzajemnych stosunkach wymienionych państw został zakończony dopiero w styczniu 2021 przy udziale dyplomacji amerykańskiej.

140 Więcej na ten temat m.in. w: B. Bojarczyk, *Geopolitics of the Persian Gulf region*, „Stosunki Międzynarodowe”, OL PAN, 2012, 7, s. 80-100.

141 M. Śmigiel, *Kryzys dyplomatyczny w Zatoce Perskiej. Przyczyny, przebieg, koniec?*, <https://warsawinstitute.org/pl/kryzys-dyplomatyczny-w-zatoce-perskiej-przyczyny-przebieg-koniec>

Przykładem innego, utrzymującego się przez wiele lat antagonizmu politycznego jest rywalizacja Arabii Saudyjskiej z Iranem o hegemonię w regionie Zatoki, a nawet szerzej na całym Bliskim Wschodzie. Oba państwa jeszcze w latach 70. XX w. były sojusznikami Stanów Zjednoczonych, dając Waszyngtonowi poczucie bezpieczeństwa i pewności dostaw ropy naftowej. Jednak po rewolucji islamskiej z 1979 r. w Iranie, państwo to stało się głównym wrogiem USA w regionie oraz przeciwnikiem znajdującej się po drugiej stronie Zatoki Arabii Saudyjskiej. Utrzymująca się pomiędzy wspomnianymi państwami wrogość ma swoje podłoże w różnicach religijnych wynikających z podziału islamu na dwa zasadnicze odłamy: sunnickiego i szyickiego, oraz różnic etnicznych pomiędzy Arabami a Persami. W konsekwencji tych różnic Arabia Saudyjska wspiera sąsiednie sunnickie państwa arabskie, natomiast Iran udziela poparcia mniejszościom szyickim oraz ich organizacjom działającym w tych państwach. Przykładem ścierania się wpływów Arabii Saudyjskiej oraz Iranu są: Bahrajn, Jemen oraz Irak<sup>142</sup>.

## b. Konflikty z mocarstwami zewnętrznymi

Problemem, który od przełomu lat 70. i 80. XX w. absorbuje uwagę społeczności międzynarodowej jest antagonizm amerykańsko-irański. Iran, były sojusznik Waszyngtonu za czasów panowania szacha Mohammada Reza Pahlawiego, po rewolucji islamskiej i przejęciu władzy przez ajatollaha Ruhollaha Musawi Chomejniego stał się państwem wrogiem wobec Stanów Zjednoczonych. W konsekwencji w relacjach między tymi państwami utrzymuje się stan permanentnego napięcia rzutujący na poczucie stabilności i bezpieczeństwa w całym regionie. Konflikty ogniskują się wielu zasadniczych dla obu stron kwestii m.in.:

- wrogiego stosunku Republiki Islamskiej do Izraela będącego sojusznikiem USA,
- wsparcia udzielanego przez Iran dla społeczności szyickich w Palestynie, Gazie, Jemenie, Iraku, Syrii i Bahrajnie,
- irańskiego programu nuklearnego,
- współpracy Iranu z Federacją Rosyjską i Chinami Ludowymi<sup>143</sup>.

Jednym z narzędzi nacisku wykorzystywanym przez USA w stosunku do Iranu są embarga i sankcje ekonomiczne, które przyczyniły się m.in. do zablokowania rozwoju sektora gazowego w Iranie. W konsekwencji państwo to pomimo posiadanych olbrzymich zasobów, eksportuje niewielkie ilości surowca przy wykorzystaniu jedynie transportu rurociągowego.

## c. Typ rządów

Dominujący w Zatoce Perskiej autorytarny model sprawowania władzy państwowej stanowi również potencjalne wyzwanie dla zacieśnienia współpracy energetycznej Europy z tym regionem. Praktycznie wszystkie państwa Zatoki Perskiej to autokracje, a większość z nich to także monarchie absolutne<sup>144</sup>.

142 K. Adamska Płocic, *Saudyjsko-irańska walka o hegemonię na Bliskim Wschodzie*, „Studia Politologiczne”, 20, 2018 r. s. 125-136.

143 Więcej na ten temat m.in. w: R. Czudła, J. Gajda, *Iran i Stany Zjednoczone – geneza, stan obecny i perspektywy*, Warszawa 2019 r.; M.A. Piotrowski, Napięcia między USA a Iranem: konsekwencje dla państw UE i NATO, PISM, „Biuletyn”, nr. 100 (1848), [https://www.pism.pl/publikacje/Napiecia\\_miedzy\\_USA\\_a\\_Iranem\\_konsekwencje\\_dla\\_panstw\\_UE\\_i\\_NATO](https://www.pism.pl/publikacje/Napiecia_miedzy_USA_a_Iranem_konsekwencje_dla_panstw_UE_i_NATO)

144 Królestwo Arabii Saudyjskiej – monarchia absolutna, Królestwo Bahrajnu – dziedziczna monarchia konstytucyjna, Katar – monarchia absolutna (emirat), Kuwejt – monarchia konstytucyjna, Irak – republika z dwuizbowym parlamentem, Iran – republika islamska, Oman – monarchia, Zjednoczone Emiraty Arabskie – federacja emiratów (monarchie dziedziczne w poszczególnych emiratach).

Brak odpowiedzialności przed obywatelami oznacza, że rządy autokratyczne są z natury mniej przewidywalne. Podczas gdy niektóre monarchie z Zatoki Perskiej mają bardziej zinstytucjonalizowaną i opartą na rządach prawa formę niedemokratycznych rządów, jak na przykład Zjednoczone Emiraty Arabskie, inne, jak Arabia Saudyjska, są w pełni narażone na kaprysy swoich absolutnych władców. Mimo ogólnie poprawnych stosunków między Europą a państwami Zatoki Perskiej, UE nie powinna zapominać o bolesnej lekcji z 1973 r., aby ponownie nie narazić się na wykorzystanie energii jako metody wywierania wpływów geopolitycznych *à la russe*, pochodzącej z innej części świata.

#### d. Konsekwencje dla bezpieczeństwa dostaw gazu

Jak już wspomniano wyżej utrzymujące się napięcia i konflikty polityczne są źródłem zagrożeń dla pewności i stabilności dostaw gazu realizowanych z regionu Zatoki Perskiej. Materializacja zagrożeń dotyka często infrastrukturę krytyczną zapewniającą produkcję i transport węgłowodorów oraz szlaki morskie przebiegające przez wody Zatoki Perskiej. Poniżej przedstawiono wybrane przykłady incydentów, które naruszały fizyczne bezpieczeństwo infrastruktury oraz transportu w Zatoce w latach 2019-2022:

- Kwiecień 2019 r. – irańscy wojskowi grożą zamknięciem cieśniny Ormuz w odpowiedzi na wprowadzenie przez USA rygorystycznych sankcji na eksport ropy z Iranu<sup>145</sup>.
- Maj 2019 r. – atak rebeliantów Huti z Jemenu przy użyciu dronów na główny rurociąg naftowy w Arabii Saudyjskiej omijający cieśninę Ormuz<sup>146</sup>.
- Czerwiec 2019 r. – atak na dwa tankowce przepływające w pobliżu wybrzeża Iranu. W konsekwencji ataku doszło do eksplozji i porzucenia jednostek przez załogi<sup>147</sup>.
- Wrzesień 2019 – terrorystyczny atak raketowy na instalacje naftowe w Arabii Saudyjskiej w miejscowościach Bukajk i Churajs<sup>148</sup>.
- Wrzesień 2019 r. – wybuch pożaru w saudyjskiej rafinerii Abqaiq należącej do koncernu Aramco<sup>149</sup>.
- Kwiecień 2020 r. – 11 okrętów Korpusu Strażników Rewolucji Islamskiej zbliżyło się na niebezpieczną odległość do jednostek amerykańskich patrolujących Zatokę Perską<sup>150</sup>.
- Maj 2022 r. – Korpus Strażników Rewolucji Islamskiej zajmuje dwa tankowce naftowe pod grecką banderą płynące przez wody Zatoki Perskiej. Strona irańska ogłasza, że to działanie jest odwetem za zajęcie u wybrzeży Grecji przez amerykańską marynarkę rosyjskiego tankowca transportującego irańską ropę<sup>151</sup>.

145 TVN24, *Waszyngton chce „zredukować irański eksport ropy do zera”. Teheran grozi blokadą cieśniny*, <https://tvn24.pl/swiat/usa-blokuje-eksport-ropy-iran-grozi-blokada-ciesniny-ormuz-ra929644-2294687>

146 BiznesAlert.pl, *Ataki na szlaki naftowe w Zatoce Perskiej są zagrożeniem dla alternatywnych tras wobec Cieśniny Ormuz*, <https://biznesalert.pl/zatoka-perska-ormuz-ropa-energetyka/>

147 TVN24, *Ataki na tankowce w Zatoce Omańskiej*, <https://tvn24.pl/raporty/atak-na-tankowce-w-zatoce-omanskiej-rr1375-2595476>

148 J. Kapiszewski, *„Ten atak był wypowiedzeniem wojny”. Kto rządzi w Zatoce Perskiej?*, <https://forsal.pl/artykuly/1430944,atak-na-instalacje-naftowe-arabia-saudyjska-kto-rzadzi-w-zatoce-perskiej.html>

149 Wirtualna Polska, *Abqaiq płonie. Pożar w jednej z największych rafinerii na świecie*, <https://wiadomosci.wp.pl/abqaiq-plonie-pozar-w-jednej-z-najwiekszych-rafinerii-na-swiecie-6424339474618497a>

150 TVN24, *Iran: zdecydowanie odpowiemy na każdy błąd USA w Zatoce Perskiej*, <https://tvn24.pl/swiat/zatoka-perska-napiecie-miedzy-iranem-a-stanami-zjednoczonymi-4559814>

151 Portal Morski, *Dwa greckie tankowce przejęte przez Iran w odwecie za przejęcie ładunku ropy z Iranu*, <https://www.portalmorski.pl/wiadomosci/bezpieczenstwo-granice/51154-dwa-greckie-tankowce-przejete-przez-iran-w-odwecie-za-przejecie-ladunku-ropy-z-iranu>

Unia Europejska musi więc pamiętać, że zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez współpracę z państwami Zatoki Perskiej może paradoksalnie doprowadzić do zmniejszenia tego bezpieczeństwa ze względu na niestabilność geopolityczną w tym regionie. Należy także pamiętać, że państwa Zatoki Perskiej są w stanie wykorzystać surowce energetyczne jako narzędzie do realizacji swoich interesów geopolitycznych, co pokazały w 1973 roku i podobnie jak obecnie Rosja. Ponieważ większość państw Zatoki Perskiej pozostaje monarchiami absolutnymi, tworzą one partnerów, którzy są mniej przewidywalni ze względu na brak ograniczeń władzy. Wreszcie, istnieje również wyzwanie związane z relacjami z Iranem, który pozostaje pod wpływem zachodnich sankcji, skutecznie izolując swoje drugie co do wielkości rezerwy gazu ziemnego na świecie od europejskich klientów.

## Podsumowanie rozdziału

- » Kryzys gazowy należy postrzegać w szerszym kontekście toczącej się (nie mającej precedensu w historii) wojny ekonomicznej w jaką zaangażowana została Unia Europejska. Jest ona kosztem jaki Unia ponosi w związku ze wsparciem odpierającej rosyjską agresję Ukrainy. Stawką w toczącej się wojnie między Rosją a Ukrainą, jest przyszły porządek i architektura bezpieczeństwa w Europie.
- » Federacja Rosyjska, ze względu na swoją percepcję porządku politycznego w Europie oraz skłonność do używania siły w stosunku do innych państw, powinna być traktowana jako długookresowe źródło zagrożenia dla pokoju i bezpieczeństwa. W konsekwencji nie może być już traktowana jako dostawca gazu i pozostałych surowców energetycznych do UE.
- » Stany Zjednoczone przez ostatnie trzy dekady pełniły rolę gwaranta porządku międzynarodowego ukształtowanego po zakończeniu zimnej wojny w Europie. Zaangażowanie USA po stronie walczącej z agresją rosyjską Ukrainy pozwala żywić przekonanie, że państwo to będzie się przeciwstawiać dążeniu Rosji do zmiany układu sił i reguł gry politycznej w Europie. Ze względu na posiadane zasoby gazu oraz kontrolowanie przez NATO szlaków morskich na północnym Atlantyku, Stany Zjednoczone mogą pozytywnie wpływać na stabilizację rynków gazu i bezpieczeństwo energetyczne w Unii Europejskiej.
- » Chińska Republika Ludowa to współczesne mocarstwo militarne i gospodarcze posiadające własną koncepcję porządku międzynarodowego. Globalnym aspiracjom Chin towarzyszy narastający antagonizm ze Stanami Zjednoczonymi i ich sojusznikami w regionie Azji i Pacyfiku. To potencjalne źródło niestabilności bezpieczeństwa system międzynarodowego. Chiny zwiększają także konsumpcję gazu ziemnego, stając się istotną konkurencją dla europejskich odbiorców na międzynarodowym rynku LNG.
- » Znajdująca się w geograficznej bliskości Turcja od wielu lat buduje swoją pozycję międzykontynentalnego hubu gazowego. Celem strategicznym realizowanego projektu jest zwiększenie siły i potęgi Turcji poprzez kontrolę krytycznych szlaków przesyłowych węglowodorów od producentów do odbiorców końcowych. Unia Europejska dywersyfikując dostawy gazu ziemnego powinna uwzględnić rolę Turcji zważając jednocześnie na ryzyko nadmiernego uzależnienia energetycznego od tego państwa.
- » Znajdujące się w Zatoce Perskiej zasoby gazu ziemnego są istotnym źródłem zaopatrzenia Europy. Kontakty handlowe w tym zakresie powinny być utrzymywane i rozwijane w kolejnych latach, szczególnie ze względu na zdolności produkcyjne oraz eksportowe znajdującej się tu infrastruktury LNG (Katar). Niestabilność polityczna tego regionu stwarza jednak zagrożenie dla zachowania ciągłości dostaw. Strategie zakupowe europejskich odbiorców powinny więc uwzględniać ryzyka geopolityczne obciążające kontrakty na gaz zawierane z dostawcami z Zatoki Perskiej.
- » W obecnych realiach geopolitycznych pojęcie bezpieczeństwa energetycznego Europy powinno być postrzegane podobnie jak zagadnienie bezpieczeństwa militarnego i oparte o trwałą współpracę w ramach NATO, którego głównym filarem jest zaangażowanie Stanów Zjednoczonych w Europie.

# 3 ROZDZIAŁ

## **Polityka Unii Europejskiej wobec paliwa gazowego w kontekście oddziaływania uwarunkowań geopolitycznych**



Unia Europejska w minionych latach doświadczała już problemów z zachowaniem pewności i ciągłości dostaw gazu ziemnego pochodzących ze źródeł rosyjskich. Z początkiem XXI wieku miała miejsce seria poważnych konfliktów energetycznych spowodowanych narastającą presją Federacji Rosyjskiej na państwa tranzytowe – w szczególności Ukrainę<sup>152</sup>. Powtarzające się spory o cenę gazu czy warunki finansowe tranzytu pomiędzy rosyjskim Gazpromem a ukraińskim Naftogazem doprowadzały do znacznego spadku ilości gazu dostarczanego do Europy szczególnie w pierwszej dekadzie XXI wieku<sup>153</sup>. Od 2014 r. po zbrojnym zajęciu Krymu przez Rosję i wybuchu prorosyjskiej rebelii w Donbasie ryzyko wystąpienia przerw w dostawach na rynki europejskie jeszcze bardziej wzrosło.

- Styczeń 2006 r. – w konsekwencji sporu o wysokość opłat za tranzyt rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy w dniu 1 stycznia 2006 r. Gazprom rozpoczął zmniejszanie dostaw gazu do ukraińskiego systemu przesyłowego. Dostawy zostały wznowione 4 stycznia 2006 r. po podpisaniu stosownego porozumienia. Spadek dostaw gazu odnotowano w: Austrii, Chorwacji, Francji, Polsce, Rumunii, Słowacji, Słowenii, Węgrzech i we Włoszech.
- Styczeń 2009 r. – w dniach 1-19 stycznia 2009 r. w ramach sporu dotyczącego cen i płatności Gazprom przerywa dostawy gazu na Ukrainę i ogranicza tranzyt na rynki europejskie. Ograniczenia lub całkowite ustanie dostaw gazu odnotowano w: Austrii, Bośni i Hercegowinie, Bułgarii, Chorwacji, Czechach, Francji, Grecji, Macedonii Północnej, Polsce, Rumunii, Serbii, Słowenii, Słowacji, Turcji, Węgrzech i we Włoszech.
- Wrzesień 2014 r. – w konsekwencji kolejnego sporu z Ukrainą o płatności za gaz Gazprom przerywa dostawy realizowane przez system ukraiński do Europy. PGNiG poinformowało, że 10 września deficyt dostaw w ramach kontraktu długoterminowego z Gazpromem wyniósł 45%.<sup>154</sup>

### 3.1. Polityka Unii Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa rynków gazu do 2019 roku

Potencjalne problemy wynikające z dużej zależności od importu gazu ziemnego i ropy naftowej były dostrzegane przez UE i uwzględniane w publikowanych strategicznych dokumentach poświęconych

152 S. Andoura, *Energy Solidarity in Europe: From independence to interdependence*, Notre Europe, Jacques Delors Institute, Studies & Reports 99, July 2013, s. 34.

153 R. Fleming, *A legal perspective on gas solidarity*, (Energy Policy 124 (2019), Groningen, 26.09.2018, s. 104.

154 BiznesAlert.pl, PGNiG: W stronę Rosja zmniejszyła dostawy gazu do Polski o 45 procent, <https://biznesalert.pl/11-09-2014-alert/>

polityce energetycznej w postaci kolejnych „Zielonych Ksiąg”: „Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego” z 2000 r., „Europejskiej strategii na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” z 2006 r. i „Europejskiej polityce energetycznej” z 2007 r. W wymienionych dokumentach akcentowano przede wszystkim potrzebę dywersyfikacji dostaw importowanych węglowodorów jako sposób na uniknięcie uzależnienia od dominującego dostawcy.

Na poziomie prawodawstwa unijnego odpowiedź na zagrożenia obciążające dostawy gazu znalazła się w regulacjach określanych jako trzeci pakiet energetyczny, lecz te odnosiły się głównie do wspólnego rynku energii i ochrony klimatu i – jak pokazał czas - nie stanowiły remedium na kolejne kryzysy. Na uwagę zasługuje przyjęte poza tym pakietem rozporządzenie (UE) nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego oraz rozporządzenia PE i Rady nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (tzw. Rozporządzenie TEN-E). Analizując w „Zielonej Księdze” z 2007 r. słabości dotychczasowej polityki energetycznej Unii, Komisja dostrzegła znaczne korzyści w zwiększeniu współpracy w ramach UE proponując wzmocnienie mechanizmów wczesnego ostrzegania, bardziej jednolite i spójne planowanie w sytuacjach kryzysowych w oparciu o wspólne standardy i skoordynowane reakcje, większą przejrzystość i łatwiejszy dostęp do informacji rynkowych oraz rozwój infrastruktury transgranicznej<sup>155</sup>.

### **a. Projekty Wspólnego Zainteresowania – PWZ (ang. Projects of Common Interest - PCI)**

W 2010 r. Rada Europejska, na wniosek Komisji Europejskiej, przyjęła strategię „Europa 2020”, która na pierwszy plan wysunęła rozwój unijnej infrastruktury energetycznej, podkreślając jednocześnie konieczność zapewnienia odpowiedniej integracji odnawialnych źródeł energii. Wśród największych barier dla rozwoju sieci, Komisja wyróżniła fakt przeciągających się procedur udzielania zezwoleń oraz trudności wynikające z obowiązujących ram finansowych. Celem modernizacji europejskich sieci przyjęte zostało Rozporządzenie PE i Rady nr 347/2013<sup>156</sup> (tzw. Rozporządzenie TEN-E), które wprowadziło szereg udogodnień dla budowy projektów infrastruktury energetycznej będących przedmiotem wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej (tzw. projekty PWZ).

Projekty PWZ wybierane są przez grupy regionalne (pod przewodnictwem Komisji i z udziałem przedstawicieli państw członkowskich, operatorów systemów przesyłowych i ich sieci europejskich, promotorów projektów, krajowych organów regulacyjnych, a także Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), a następnie zatwierdzane przez Komisję na tzw. unijnej liście. Jak tylko dany projekt PWZ zostanie ukończony bądź przestanie spełniać odpowiednie kryteria, zostaje wykreślony w następnej liście unijnej. Lista aktualizowana jest przez Komisję co dwa lata, a projekty, które na nią trafiają, muszą:

155 Komisja Europejska, *Commission Staff working document accompanying document for the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Directive 2004/67/EC; The January 2009 gas supply disruption to the EU: An Assessment*, Bruksela, {COM(2009) 363}.

156 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009.

- przynosić znaczącą korzyść co najmniej dwóm państwom członkowskim UE,
- zwiększać bezpieczeństwo energetyczne UE zapewniając dywersyfikację dostaw energii,
- pobudzać konkurencję na rynku energii,
- pozytywnie wpływać na integrację rynku energetycznego UE,
- przyczyniać się do realizacji celu zrównoważonego rozwoju, w tym poprzez wspieranie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych<sup>157</sup>.

W celu realizacji Rozporządzenia TEN-E określono dziewięć priorytetowych korytarzy i trzy priorytetowe obszary tematyczne:

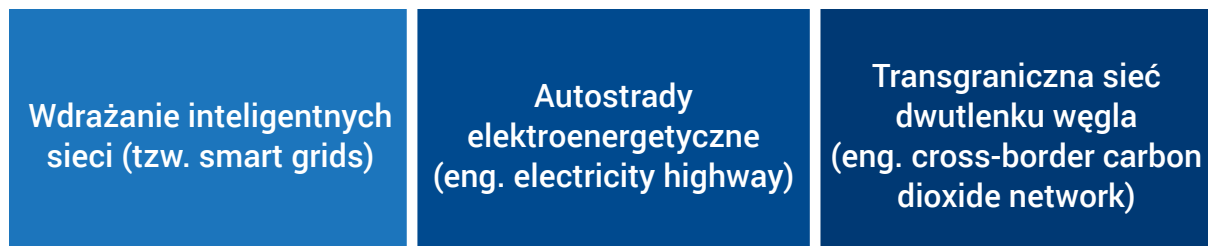
**TAB. 3. KATEGORIE PRIORYTETOWYCH KORYTARZY I OBSZARÓW INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ W ROZPORZĄDZENIU TEN-E**

Korytarze elektroenergetyczne	Korytarze gazowe	Korytarz naftowy
Sieć morską na morzu północnym (NSOG)	Gazowe połączenia międzysystemowe północ-południe w Europie Zachodniej (NSI West Gas)	Połączenia dostaw ropy naftowej w Europie Środkowo-Wschodniej (OSC)
Połączenia międzysystemowe północ-południe w Europie Zachodniej (NSI West Electricity)	Połączenia międzysystemowe północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas)	
Połączenia międzysystemowe północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Electricity)	Południowy Korytarz Gazowy (SGC)	
Plan połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich w zakresie energii elektrycznej (BE-MIP Electricity)	Plan połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich w zakresie gazu (BEMIP Gas)	

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009

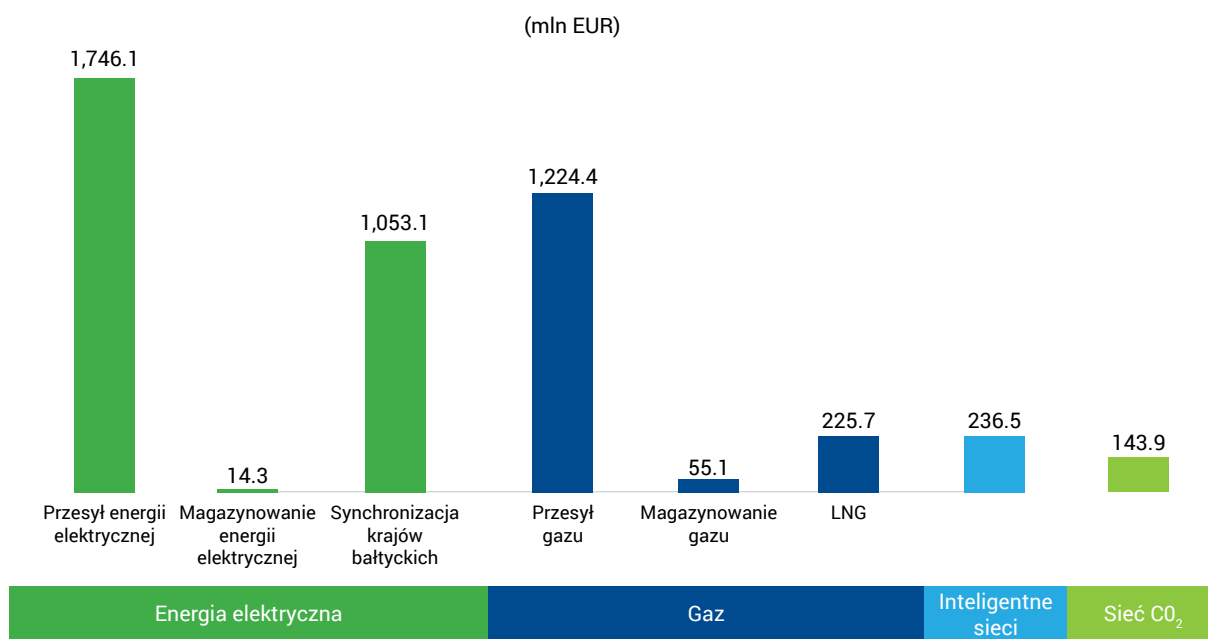
157 Ibidem, art. 4.

Trzy tematyczne obszary priorytetowe<sup>158</sup>:



Projekty PWZ korzystają z uproszczonych procedur administracyjnych oraz specjalnych rozwiązań regulacyjnych. Po spełnieniu odpowiednich warunków, mogą uzyskać również pomoc finansową w formie dotacji lub innowacyjnych instrumentów finansowych przewidzianych w ramach unijnego funduszu „Łącząc Europę”. Dotychczas dzięki funduszowi możliwa była realizacja 107 Projektów PWZ w latach 2014-2020 o wartości 4,7 mld EUR (całość nakładów potrzebnych na rozwój tych inwestycji szacowana jest na kwotę 9,5 mld EUR)<sup>159</sup>. W Projektach PWZ z lat 2014-2020 infrastruktura związana z przesyłem energii elektrycznej i gazu przyciągnęła największą część finansowania z funduszu „Łącząc Europę” – tj. 63%<sup>160</sup>.

**RYS. 24. PODZIAŁ ŚRODKÓW PRZEZNACZONYCH NA REALIZACJĘ PROJEKTÓW PWZ NA POSZCZEGÓLNE KATEGORIE INFRASTRUKTURY**



Źródło: European Climate, Infrastructure and Environmental Executive Agency, *Connecting Europe Facility Energy, Supported Actions 2014-2020*, Update May 2021, European Union, 2021, s. 7

<sup>158</sup> Ibidem, Załącznik 1.

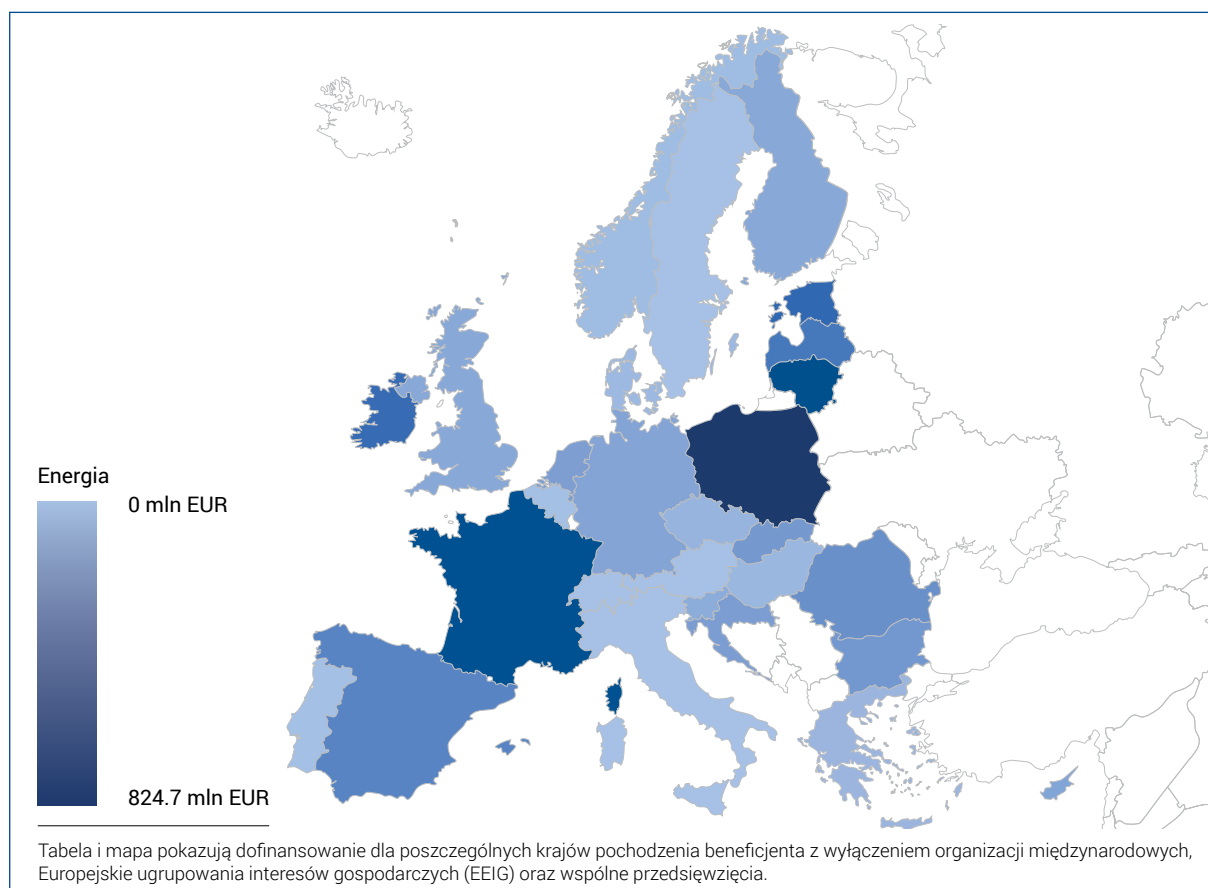
<sup>159</sup> European Climate, Infrastructure and Environmental Executive Agency, *Connecting Europe Facility Energy, Supported Actions 2014-2020, Update May 2021*, European Union, 2021, s. 7

<sup>160</sup> Ibidem, s. 7.

RYS. 25. **PODZIAŁ ŚRODKÓW PRZEZNACZONYCH NA REALIZACJĘ PROJEKTÓW PWZ W PODZIALE NA POSZCZEGÓLNE PAŃSTWA CZŁONKOWSKIE UE**

### Finansowanie dla poszczególnych krajów

Kraje członkowskie UE		Finansowanie (mln EUR)	
AT	0.01	HU	48.8
BE	9.6	IE	362.3
BG	149.4	IT	0.2
CY	114.6	LT	544.4
CZ	50.3	LV	288.7
DE	122.5	MT	4
DK	38.8	NL	135.9
EE	365.1	PL	824.7
EL	43.1	PT	0.1
ES	233.4	RO	187.3
FI	94.3	SE	2.8
FR	551.2	SI	77.3
HR	143.5	SK	154.6
Pozostałe kraje		Finansowanie (mln EUR)	
CH	14	TR	13.2
NO	24.8	UK	100.4



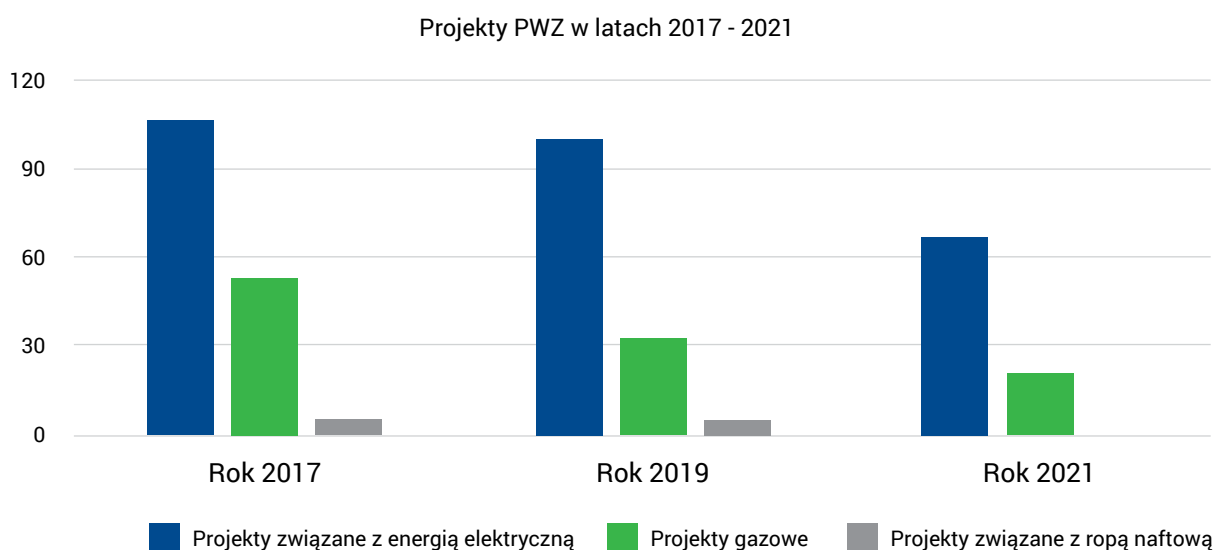
Źródło: *European Climate, Infrastructure and Environmental Executive Agency, Connecting Europe Facility Energy, Supported Actions 2014-2020, Update May 2021, European Union, 2021, s. 7*

Najbardziej aktualna lista projektów wspólnego zainteresowania (5. lista) została opublikowana w listopadzie 2021 r. i weszła w życie 28 kwietnia 2022 r. Składa się z 98 projektów PWZ, z czego 67 to projekty na rzecz przesyłania i magazynowania energii elektrycznej, pięć dotyczy wdrażania inteligentnych sieci, 20 projektów dotyczy gazu oraz sześć projektów dotyczy transgranicznych sieci dwutlenku węgla<sup>161</sup>.

Na 5. liście projektów PWZ umieszczono inwestycje w Polsce, w tym połączenie elektroenergetyczne między Polską a Litwą (tzw. Harmony Link), pływający terminal LNG w Gdańsku czy połączenie gazowe między Polską a Danią (tzw. Baltic Pipe)<sup>162</sup>. Ilość projektów PWZ w zakresie paliw kopalnych na 5. liście unijnej wywołała pewne kontrowersje. Część krytyków uważa, że projekty te są niezgodne z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu, a mogą wręcz zniwelować podjęte działania w celu ograniczenia wzrostu temperatury na świecie do 1,5°C<sup>163</sup>. Lista została również skrytykowana przez sektor wodorowy, według którego każdy nowy projekt gazowy powinien uwzględniać możliwość przyszłego wykorzystania wodoru, co nie zawsze ma obecnie miejsce<sup>164</sup>.

6. lista unijnych projektów wspólnego zainteresowania opublikowana ma zostać jesienią 2023 roku.

#### RYŚ. 26. LICZBA PROJEKTÓW PWZ W POSZCZEGÓLNYCH LATACH



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych: [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en)

161 Komisja Europejska, *Projects of common interest in energy - questions and answers*, [https://ec.europa.eu/commission/press-corner/detail/lt/MEMO\\_15\\_6108](https://ec.europa.eu/commission/press-corner/detail/lt/MEMO_15_6108)

162 Komisja Europejska, *Technical information on Projects of Common Interest* accompanying the Commission Delegated Regulation C (2022) 564 final of 19.11.2021 amending Regulation (EU) 347/2013 of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure as regards the Union list of projects of common interest, Brussel, C(2021) 8409, final

163 EurActiv, *Another list of priority gas projects won't help the EU achieve fossil free energy*, <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/another-list-of-priority-gas-projects-wont-help-the-eu-achieve-fossil-free-energy/>

164 EurActiv, *Lawmakers slam EU support for fossil gas projects undermining Green Deal*, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/lawmakers-slam-eu-support-for-fossil-gas-projects-undermining-green-deal/>



## **b. Rozporządzenie dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (2017/1938) (tzw. Rozporządzenie SoS)**

W 2010 r. uchwalono Rozporządzenie (UE) nr 994/2010<sup>165</sup>, które zastąpione zostało następnie obecnie obowiązującym Rozporządzeniem SoS<sup>166</sup>, po tym jak przeprowadzona w 2014 roku kontrola potencjalnych skutków częściowego lub całkowitego zakłócenia dostaw gazu z Rosji zidentyfikowała obszary, których usprawnienie przyczyniłoby się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu do Unii<sup>167</sup>. Zarządzanie środkami przewidzianymi w ramach Rozporządzenia SoS odbywa się poprzez Grupę Koordynacyjną ds. Gazu (GKG) w skład, której wchodzi przedstawiciele:

- państw członkowskich, w szczególności przedstawiciele ich właściwych organów,
- Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki,
- ENTSOG,
- organizacji reprezentujących interesy przedmiotowego sektora,
- organizacji reprezentujących interesy stosownych odbiorców.

Pracom GKG przewodniczy Komisja, która po konsultacjach z państwami członkowskimi decyduje o jej ostatecznym składzie. Głównym założeniem stojącym za Rozporządzeniem SoS jest uznanie, iż bezpieczeństwo dostaw gazu do UE jest przede wszystkim związane z właściwym funkcjonowaniem wewnętrznego rynku gazu. Dlatego przewidziane w Rozporządzeniu SoS środki ochronne powinny być oddzielone od interesów narodowych. Priorytetowo potraktowano konieczność zagwarantowania ciągłości dostaw odbiorcom chronionym takim jak gospodarstwa domowe czy podmioty świadczące podstawowe usługi społeczne (w tym szpitale czy szkoły) niezależnie od ich przynależności do danego państwa członkowskiego. Konkretyzacja katalogu odbiorców chronionych następuje na poziomie krajowym. W Polsce definicja odbiorców chronionych została wprowadzona w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego<sup>168</sup>.

Z uwagi na fakt, że kierunki tras dostaw czy tożsamość dostawcy podlegają silnej regionalizacji, państwa członkowskie pogrupowane zostały w tzw. grupy ryzyka, odpowiadające co do zasady podziałowi obowiązującemu w ramach Rozporządzenia TEN-E.

165 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE.

166 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010.

167 R. Fleming, *A legal perspective on gas solidarity*, (Energy Policy 124 (2019), Groningen, s. 104.

168 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. 2021, poz. 549).

TAB. 4. GRUPY RYZYKA WYZNACZONE W ROZPORZĄDZENIU SOS

Grupa ryzyka ze względu na dostawę gazu ze Wschodu	Grupa ryzyka ze względu na dostawę gazu z Morza Północnego	Grupa ryzyka ze względu na dostawę gazu z Afryki Północnej	Grupa ryzyka ze względu na dostawę gazu z południowego wschodu
<b>Ukraina:</b> Bułgaria, Republika Czeska, Niemcy, Grecja, Chorwacja, Włochy, Luksemburg, Węgry, Austria, Polska, Rumunia, Słowenia, Słowacja	<b>Norwegia:</b> Belgia, Dania, Niemcy, Irlandia, Hiszpania, Francja, Włochy, Luksemburg, Niemcy, Portugalia, Szwecja, Zjednoczone Królestwo	<b>Algieria:</b> Grecja, Hiszpania, Francja, Chorwacja, Włochy, Malta, Austria, Portugalia, Słowenia	<b>południowy korytarz gazowy – basen Morza Kaspijskiego:</b> Bułgaria, Grecja, Chorwacja, Włochy, Węgry, Malta, Austria, Rumunia, Słowenia, Słowacja
<b>Białoruś:</b> Belgia, Republika Czeska, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Niemcy, Niderlandy, Polska, Słowacja	<b>gaz niskokaloryczny:</b> Belgia, Niemcy, Francja, Niemcy, Niderlandy	<b>Libia:</b> Chorwacja, Włochy, Malta, Austria, Słowenia	<b>wschodnia część regionu Morza Śródziemnego:</b> Grecja, Włochy, Cypr, Malta
<b>Morze Bałtyckie:</b> Belgia, Republika Czeska, Dania, Niemcy, Francja, Luksemburg, Niemcy, Niderlandy, Austria, Słowacja, Szwecja	<b>Dania:</b> Dania, Niemcy, Luksemburg, Niemcy, Niderlandy, Szwecja		
<b>północny wschód:</b> Estonia, Łotwa, Litwa, Finlandia;	<b>Zjednoczone Królestwo:</b> Belgia, Niemcy, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Niderlandy, Zjednoczone Królestwo		
<b>Balkany:</b> Bułgaria, Grecja, Rumunia			

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewnających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010

Grupy ryzyka odpowiedzialne są również za wdrożenie mechanizmu solidarnościowego w obliczu wystąpienia jednego z trzech stanów kryzysowych:

1. stanu wczesnego alarmowania,
2. stanu alarmowego oraz
3. stanu nadzwyczajnego.

Mechanizm solidarnościowy uruchamiany jest na wniosek zagrożonego państwa członkowskiego i skutkuje zobowiązaniem sąsiadujących państw członkowskich do pomocy w zapewnieniu dostaw gazu ziemnego do chronionych odbiorców państwie dotkniętym kryzysem gazowym. Rozporządzenie SoS przewiduje obowiązek uiszczenia odszkodowania za udzielone wsparcie. Rozporządzenie SoS zobowiązuje każde państwo członkowskie do przyjęcia planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej oraz planu działań zapobiegawczych, aby zmaksymalizować gotowość Unii na zakłócenia dostaw gazu oraz łagodzić skutki w przypadku ich ewentualnego wystąpienia. W Polsce plany te zostały przyjęte w 2019 r. Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej aktualizowany jest co 4 lata licząc od 1 marca 2019 r. – bądź na wezwanie Komisji.

W Rozporządzeniu SoS zaproponowano także wykaz nierynkowych środków w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, które mogą zostać uwzględnione w planach działań zapobiegawczych i planach na wypadek sytuacji nadzwyczajnych. Chęć zastosowania odpowiednich środków nierynkowych wymaga podania ich do wiadomości publicznej. Komisja ma prawo zwrócenia się do danego państwa członkowskiego o przekazanie oceny skutków zastosowania odpowiednich środków, w szczególności w celu zbadania czy nie stanowią one zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu w innych państwach członkowskich lub Unii. Przyjęty środek wchodzi w życie dopiero po jego zatwierdzeniu przez Komisję (lub zmianie zgodnie z decyzją Komisji). Jeżeli chodzi o plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnych, to środki przewidziane w nim testowane są raz na cztery lata. Wyniki testów przedstawiane są na forum Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu.

TAB. 5. **WYKAZ OBLIGATORYJNYCH ELEMENTÓW PLANU DZIAŁAŃ ZAPOBIEGAWCZYCH I PLANU NA WYPADEK SYTUACJI KRYZYSOWEJ**

Obowiązkowe elementy	
Planu działań zapobiegawczych	Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej
wyniki oceny ryzyka oraz streszczenie rozpatrzonych scenariuszy nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz i zakłócenia dostaw gazu	sporządzany w oparciu o stany kryzysowe
informacje o środkach, ilościach gazu i zdolnościach niezbędnych do spełnienia standardu w zakresie infrastruktury i standardu w zakresie dostaw gazu	określenie ról i obowiązków przedsiębiorstw gazowych, operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej oraz odbiorców przemysłowych gazu z uwzględnieniem stopnia, w jakim zakłócenie dostaw gazu dotyka te podmioty, oraz ich interakcję z właściwymi organami
obowiązki nałożone na przedsiębiorstwa gazowe, przedsiębiorstwa elektroenergetyczne oraz inne odpowiednie podmioty mogące mieć wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu	określenie ról i obowiązków właściwych organów oraz pozostałych podmiotów, którym delegowano zadania wdrożenia Rozporządzenia SoS
informacje o pozostałych środkach zapobiegawczych mających odnosić się do ryzyk zidentyfikowanych w ocenie ryzyka	zapewnia przedsiębiorstwom gazowym i odbiorcom przemysłowym gazu, w tym odpowiednim producentom energii elektrycznej wystarczające możliwości reagowania na stany kryzysowe
informacje na temat wpływu środków przewidzianych w planie na gospodarkę oraz na temat skuteczności i wydajności tych środków	w stosownych przypadkach zawiera opis środków i działań, które należy podjąć w celu ograniczenia potencjalnego wpływu zakłócenia dostaw gazu na systemy ciepłownicze oraz na dostawy energii elektrycznej wytwarzanej przy użyciu gazu
opis oddziaływania przewidzianych w planie środków na funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii, jak również rynków krajowych,	szczegółowe procedury i środki, jakie mają być stosowane w przypadku stanów kryzysowych
opis wpływu środków na środowisko i na odbiorców	wskazanie podmiotu zarządzającego w sytuacji kryzysowej i określenie jego roli

mechanizmy do celów współpracy z innymi państwami członkowskimi	określenie wkładu środków rynkowych w rozwiązywanie sytuacji w stanie alarmowym i w łagodzenie sytuacji w stanie nadzwyczajnym
informacje na temat istniejących i przyszłych połączeń międzysystemowych i infrastruktury, w tym połączeń i infrastruktury zapewniających dostęp do rynku wewnętrznego, przepływów transgranicznych, transgranicznego dostępu do instalacji magazynowych i instalacji LNG oraz zdolności przepływu w obu kierunkach, w szczególności w przypadku sytuacji nadzwyczajnej	określenie wkładu środków nierynkowych, planowanych lub przewidzianych do wdrożenia w przypadku stanu nadzwyczajnego, oraz ocena stopnia, w jakim zastosowanie takich środków nierynkowych jest konieczne w celu zaradzenia kryzysowi
informacje o wszystkich obowiązkach świadczenia usług użyteczności publicznej, które mają związek z bezpieczeństwem dostaw gazu	<p>opis mechanizmów współpracy z innymi państwami członkowskimi w przypadku stanów kryzysowych i uzgodnienia dotyczące wymiany informacji między właściwymi organami</p> <p>szczegółowy opis nałożonych na przedsiębiorstwa gazowe i przedsiębiorstwa elektroenergetyczne obowiązków w zakresie sprawozdawczości w przypadku stanu alarmowego i stanu nadzwyczajnego</p> <p>opis dokonanych uzgodnień technicznych lub prawnych w celu uniknięcia nienależytego zużycia gazu przez odbiorców podłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazu, którzy nie są odbiorcami chronionymi</p> <p>opis dokonanych uzgodnień technicznych, prawnych i finansowych na potrzeby stosowania obowiązków związanych z solidarnym wsparciem</p> <p>oszacowanie ilości gazu, które mogą być zużyte przez odbiorców chronionych w ramach solidarnego wsparcia</p> <p>wykaz ustalonych wcześniej działań służących zapewnieniu dostępności gazu w przypadku sytuacji nadzwyczajnej, w tym wykaz umów handlowych między podmiotami uczestniczącymi w takich działaniach oraz, w stosownych przypadkach, mechanizmów rekompensat dla przedsiębiorstw gazowych, z należyтым uwzględnieniem poufności danych szczególnie chronionych</p>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010.

W celu ułatwienia współpracy regionalnej zachęca się państwa członkowskie do opracowania w ramach każdej grupy ryzyka odpowiednich mechanizmów pozwalających na praktyczne zastosowanie Rozporządzenia SoS.

Jednym z obowiązków wynikających z Rozporządzenia SOS jest zawarcie między państwami członkowskimi dwustronnych umów o solidarności gazowej, jednak dotychczas zawarto jedynie sześć takich umów – tj. pomiędzy:

1. Niemcami i Danią 14 grudnia 2020 r.,
2. Niemcami i Austrią 2 grudnia 2021 r.,

3. Estonią i Łotwą 4 stycznia 2022 r.,
4. Litwą i Łotwą 10 marca 2022 r.,
5. Włochami i Słowenią 22 kwietnia 2022 r.,
6. Finlandią i Estonią 25 kwietnia 2022 r.<sup>169</sup>

### **c. Decyzja ustanawiająca mechanizm wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych i instrumentów niewiążących w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi (2017/684)**

W 2017 roku na poziomie unijnym wprowadzony został mechanizm wymiany informacji między państwami członkowskimi, a Komisją Europejską w odniesieniu do umów międzyrządowych w dziedzinie energii. Ma on przyczynić się do usprawnienia funkcjonowania wewnętrznego rynku energii oraz podniesienia poziomu bezpieczeństwa dostaw energii, a tym samym do osiągnięcia długofalowych celów polityki unijnej w obszarach energii oraz klimatu. Wymiana informacji ma umożliwić wypracowanie najlepszych praktyk oraz osiągnięcie wysokiego stopnia przejrzystości. Obowiązki informacyjnymu wprowadzonemu decyzją 2017/684 podlegają:

- obligatoryjnie - umowy międzyrządowe w przedmiocie zakupu energii, handlu nią, jej sprzedaży, przesyłu, magazynowania w co najmniej jednym państwie członkowskim lub do co najmniej jednego państwa członkowskiego bądź w przedmiocie budowy lub eksploatacji infrastruktury energetycznej z fizycznym połączeniem z co najmniej jednym państwem członkowskim;
- fakultatywnie – niewiążące postanowienia takie jak protokół ustaleń, wspólne oświadczenie, wspólne oświadczenie ministrów, wspólne działanie lub wspólny kodeks podkreśla warunki dostaw energii, takie jak ilość i cena energii, lub rozwoju infrastruktury energetycznej;

Umowy międzyrządowe dotyczące gazu lub ropy naftowej zostały uznane w Decyzji 2017/684 jako kluczowe z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego całej Unii, przez co podlegają obowiązkowej analizie Komisji przed zakończeniem formalnych negocjacji poprzedzających ich zawarcie. Komisja ma zapewnić zgodność umowy z prawem Unii, a zgłoszone przez nią uwagi powinny zostać uwzględnione w najwyższym stopniu. W konsekwencji, na mocy decyzji 2017/684 Komisji zagwarantowano status obserwatora w negocjacjach umów energetycznych.

W 2014 roku – po aneksji Krymu przez Rosję – ryzyko wystąpienia zakłóceń albo przerwania dostaw gazu z Rosji ponownie wzrosło. Przeprowadzony przez Europejskie Stowarzyszenie Operatorów Sieci Przesyłowych Gazu (ENTSO) w październiku 2014 r. test wytrzymałości sieci wykazał niską skuteczność istniejących mechanizmów na wypadek poważnych zakłóceń w dostawach energii<sup>170</sup>. W lutym 2016 roku Komisarz ds. działań w dziedzinie klimatu i energii Miguel Arias Cañete zauważył, że pomimo doświadczeń kryzysów gazowych z lat 2006 i 2009 „(...) testy warunków skrajnych z 2014 r. pokazały, że nadal jesteśmy zbyt wrażliwi na poważne zakłócenia w dostawach gazu. A napięcia polityczne na

169 Komisja Europejska, *Secure gas supplies. EU legislation helps to prevent and respond to potential gas supply disruptions*, [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/secure-gas-supplies\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/secure-gas-supplies_en)

170 R. Fleming, *A legal perspective on gas solidarity*, (Energy Policy 124 (2019), Groningen, s. 104.

naszych granicach są ostrym przypomnieniem, że ten problem nie zniknie tak po prostu. Dzisiejsze propozycje dotyczą niezawodnego, konkurencyjnego i elastycznego systemu, w którym energia przepływa przez granice, a konsumenci czerpią z tego korzyści. Chodzi o to, abyśmy wspólnie chronili najbardziej wrażliwych. I dotyczą zabezpieczenia naszej przyszłości w zakresie czystej energii: Mogę zapewnić, że nasze zobowiązanie do przejścia na czystą energię jest nieodwracalne i nie podlega negocjacom<sup>171</sup>. W konsekwencji, w dniu 25 października 2017 r. uchwalone zostało nowe rozporządzenie (2017/1938) dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (tzw. Rozporządzenie SoS) wprowadzające mechanizm ochronny oparty na zasadzie solidarności między państwami europejskimi mający na celu zabezpieczenie dostaw gazu do najbardziej wrażliwych odbiorców końcowych energii.

Wraz z ogłoszeniem w 2019 r. „Europejskiego Zielonego Ładu” kwestia bezpieczeństwa energetycznego została skierowana na boczny tor, a Unia Europejska rozpoczęła rewolucyjną reformę skupioną wokół szeroko rozumianej ochrony klimatu. Obecny kryzys energetyczny uwiarydlił jednak, że zbudowanie odpowiedniej odporności w zakresie bezpieczeństwa energetycznego posiada fundamentalne znaczenie w aspekcie gospodarczym i politycznym. Bezpośrednia konfrontacja z zagrożeniami wykazała także, że dotychczasowa polityka i regulacje w tym obszarze nie były wystarczające i nie zbudowały odpowiednich zabezpieczeń w skali całej Unii na wypadek celowego ograniczenia bądź przerwania dostaw gazu ziemnego przez zewnętrznego dostawcę.

171 Komisja Europejska, *Towards Energy Union: The Commission presents sustainable energy security package*, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_16\\_307](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_16_307)



## 3.2. Odpowiedź Unii Europejskiej na kryzys gazowy w 2022 r.

W reakcji na agresję Rosji na Ukrainę Josep Borrell, wysoki przedstawiciel Unii do spraw zagranicznych i polityki bezpieczeństwa stwierdził, że: „Prezydent Putin i jego rząd rozpoczęli wojnę przeciwko niezależnemu, suwerennemu krajowi sąsiedniemu. Zachowanie przywódców Rosji stanowi poważne zagrożenie dla międzynarodowego pokoju i bezpieczeństwa. Dziś odpowiadamy najsilniejszymi możliwymi środkami ograniczającymi. Unia Europejska wraz z międzynarodowymi partnerami i sojusznikami jest zjednoczona w swoim postanowieniu, by bronić porządku pokojowego, prawa międzynarodowego i systemu opartego na zasadach”<sup>172</sup>.

W obliczu największego kryzysu energetycznego jaki dotknę Unię Europejską w jej historii podejmowanych jest *ad hoc* wiele działań naprawczych i zapobiegawczych zmierzających do wyeliminowania źródeł problemu oraz łagodzących jego skutki. Od lutego 2022 roku, w odpowiedzi na działania Rosji, Unia Europejska wprowadza środki mające na celu całkowite odejście od rosyjskiego gazu do 2027 r. oraz ograniczenie ryzyka wynikającego z dalszych poważnych zakłóceń dostaw.

### a. Sankcje

Potępiając otwartą agresję militarną na Ukrainę Unia Europejska podjęła działania zmierzające do rozszerzenia sankcji nałożonych na Rosję po aneksji Krymu w 2014 roku. Poczynając od lutego do października UE wprowadziła łącznie osiem pakietów sankcji wobec Federacji Rosyjskiej. Mają one różne charakter i zakres, np. sankcje indywidualne skierowane przeciwko przedstawicielom władz Federacji Rosyjskiej (m.in. przeciwko prezydentowi i ministrowi spraw zagranicznych FR) czy sankcje ekonomiczne obejmujące wybrane sektory gospodarcze takie jak finanse, transport i energetykę<sup>173</sup>. Należy przy tym zaznaczyć, że nie we wszystkich ośmiu pakietach sankcji zastosowano zakazy i ograniczenia dotyczące szeroko rozumianej energetyki. Jednocześnie zastosowane rozwiązania sankcyjne nie zawsze mają pełne zastosowanie ze względu na przyjęte wyłączenia czy ograniczenia.

172 Polska Agencja Prasowa, *W życie weszły sankcje UE na Rosję, w tym sankcje nałożone na Putina i Ławrowa*, <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1093583%2Cw-zycie-weszly-sankcje-ue-na-rosje-w-tym-sankcje-nalozone-na-putina-i>

173 Rada Europejska, *Reakcja UE wobec rosyjskiej inwazji na Ukrainę*, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-response-ukraine-invasion/>

Poniższa tabela ukazuje listę sankcji energetycznych UE wobec Rosji zastosowanych w ramach ośmiu pakietów sankcji.

TAB. 6. **SANKCJE ENERGETYCZNE UE WOBEC FEDERACJI ROSYJSKIEJ**

Numer pakietu sankcji	Data wprowadzenia	Sankcje energetyczne	Uwagi
<b>I pakiet</b>	23.02.2022	Brak	Brak
<b>II pakiet</b>	25.02.2022	Zakaz sprzedaży, dostaw, transferu i eksportu do Rosji określonych towarów i technologii do rafinacji ropy naftowej oraz wprowadzi ograniczenia w świadczeniu powiązanych z tym usług.	
<b>III pakiet</b>	28.02/02.03.2022	Brak	Brak
<b>IV pakiet</b>	15.03.2022.	Zakaz nowych inwestycji w rosyjski sektor energetyczny. Kompleksowe ograniczenie wywozowe względem sprzętu, technologii i usług na potrzeby przemysłu energetycznego.	Ograniczone wyłączenia dotyczącymi cywilnej energii jądrowej i transportu niektórych produktów energetycznych do UE.
<b>V pakiet</b>	08.04.2022	Zakaz zakupu, przywozu lub transferu węgla i innych stałych paliw kopalnych do UE (jeśli pochodzą one z Rosji lub są eksportowane z Rosji) począwszy od sierpnia 2022 r. Zakaz dostępu do portów UE dla statków zarejestrowanych pod banderą Rosji. Zakaz eksportu do Rosji paliw do silników odrzutowych.	Brak  Odstępstwo dotyczy m.in. energii.
<b>VI pakiet</b>	03.06.2022	Zakaz zakupu, przywozu lub przekazywania, bezpośrednio lub pośrednio, ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych, jeżeli pochodzą one z Rosji lub zostały wywiezione z Rosji. Wycofanie rosyjskiej ropy naftowej ma potrwać od sześciu miesięcy, natomiast do ośmiu miesięcy wycofane mają zostać inne produkty naftowe.	Z zakazów tych-wyłączona została ropa naftowa dostarczana do państw członkowskich rurociągiem.
<b>VII pakiet</b>	21.07.2022	Brak	Rozszerzenie wyłączenia z zakazu zawierania transakcji z niektórymi podmiotami państwowymi na transakcje dotyczące m.in. dostawy ropy naftowej do państw trzecich.

VIII pakiet	06.10.2022	Wprowadzenie pułapu cenowego związanego z transportem morskim rosyjskiej ropy naftowej dla państw trzecich oraz dalszych ograniczeń w transporcie morskim ropy naftowej i produktów ropopochodnych do państw trzecich. Zakaz zapewniania transportu morskiego oraz świadczenia pomocy technicznej, usług pośrednictwa lub zapewniania finansowania lub pomocy finansowej w odniesieniu do transportu drogą morską do państw trzecich ropy naftowej (od grudnia 2022 r.) lub produktów ropopochodnych (od lutego 2023 r.), które to ropa lub produkty pochodzą lub są eksportowane z Rosji.	Odstępstwo dotyczące pułapu cenowego umożliwi zapewnienie transportu i wspomnianych usług, jeśli ropa naftowa lub produkty ropopochodne zostaną nabyte na poziomie lub poniżej ustalonego wcześniej pułapu cenowego.
-------------	------------	--	--

Źródło: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/02/25/russia-s-military-aggression-against-ukraine-eu-imposes-sanctions-against-president-putin-and-foreign-minister-lavrov-and-adopts-wide-ranging-individual-and-economic-sanctions/>

## b. „REPowerEU”

W celu zminimalizowania konsekwencji gospodarczych wywołanych wojną, 18 maja 2022 roku Komisja zaprezentowała plan „REPowerEU”, który zawiera zestaw konkretnych środków mających na celu wycofanie rosyjskich paliw kopalnych do 2027 roku i zwiększenie produkcji energii odnawialnej i środków w zakresie efektywności energetycznej w UE<sup>174</sup>.

Sukces „REPowerEU” będzie zależeć ostatecznie od dwóch czynników: woli politycznej do podjęcia niezbędnych reform w bardzo krótkim czasie oraz zdolności konsumentów do płacenia rachunków za energię i oszczędnego wykorzystywania energii<sup>175</sup>.

**W treści dokumentu podkreślono, że plan „REPowerEU” zakłada pełną realizację pakietu „Fit for 55”, niemniej nowa rzeczywistość wymaga rewizji roli gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w drodze do neutralności klimatycznej Unii.** Komisja uznała, iż w obliczu planowanego odejścia od rosyjskich paliw kopalnych, realizacja „Europejskiego Zielonego Ładu” wymaga ukierunkowanych inwestycji w infrastrukturę gazową oraz rozbudowę okołounijnej sieci elektroenergetycznej i wodorowej. „REPowerEU” dopuszcza nawet możliwość wydłużenia okresu wygaszania bloków węglowych.

174 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, REPowerEU, Bruksela, COM(2022) 230, final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?qid=1653033742483&uri=COM:2022:230:FIN>

175 G. Hieminga, *Is REPowerEU too focused on renewables as a way to cut out Russian gas?*, <https://think.ing.com/articles/is-repower-eu-too-focused-on-renewables-as-a-way-to-cut-out-russian-gas/>

Realizacja założeń „REPowerEU” wymaga dodatkowych inwestycji w wysokości 210 mld EUR do 2027 r. (ponad środki przewidziane na realizację „Fit for 55”)<sup>176</sup>. Same inwestycje przewidziane w ramach „REPowerEU” odpowiadają około 5% całkowitych inwestycji „Fit for 55” do 2030 r.

„REPowerEU” proponuje szereg działań na rzecz:

- oszczędności energii,
- dywersyfikacji kierunków dostaw energii,
- szybkiego zastąpienia paliw kopalnych dzięki przyspieszeniu transformacji Europy w kierunku czystej energii,
- inteligentnych inwestycji i reform.

### **Oszczędzanie energii:**

W ocenie Komisji jednym z najszybszych i zarazem najtańszym sposobem walki z kryzysem energetycznym jest ograniczenie zużycia energii. „REPowerEU” zakłada, że osiągnięcie wyznaczonych celów możliwe będzie dzięki zmianie zachowań zarówno przedsiębiorstw, jak i konsumentów ku zwiększonej efektywności energetycznej. Międzynarodowa Agencja Energii szacuje, że krótkoterminowe działania umożliwiające dodatkowe oszczędności energii mogą przełożyć się na zmniejszenie popytu na gaz i ropę naftową o 5%<sup>177</sup>. Dlatego Komisja postuluje zwiększenie celu z dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej do 13% (z 9 % określonych w „Fit for 55”)<sup>178</sup>. W perspektywie krótkoterminowej (do 2027 r.) dzięki zmianom behawioralnym możliwe jest zmniejszenie zapotrzebowania na rosyjski gaz ziemny o 70 mld m<sup>3</sup> rocznie oraz zapotrzebowanie na ropę naftową o 850 tys. baryłek dziennie<sup>179</sup>.

Dodatkowo, bezprecedensowe wyzwania w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Unii wymagają aktualizacji założeń krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu według wytycznych, które Komisja opublikuje jeszcze w tym roku. Następną aktualizacja planów ma nastąpić w 2024 r.

Komisja wskazuje, że państwa członkowskie powinny wspierać osiągnięcie powyższych celów wprowadzając m.in. obniżki stawek VAT na najbardziej efektywne systemy grzewcze i izolację budynków oraz środki zachęcające do inwestycji w pompy ciepła i bardziej efektywnych energetycznie urządzeń.

### **Dywersyfikacja kierunków dostaw energii:**

Plany Komisji w zakresie dywersyfikacji importu energii zakładają pozyskanie w krótkim horyzoncie czasowym dodatkowych, jak największych ilości ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla kamiennego od alternatywnych wobec Rosji dostawców. Celem jest bowiem szybkie zakończenie zależności od rosyjskich paliw kopalnych, „już w tym roku osiągając znaczący postęp”. W przypadku gazu ziemnego oceniono natomiast, że zredukowanie zależności od Rosji o niemal 2/3 można jeszcze osiągnąć w 2022 r. „REPowerEU” zakłada także podjęcie przez UE działań na poziomie politycznym na rzecz wzmocnienia współpracy z partnerami zagranicznymi - alternatywnymi wobec Rosji dostawcami gazu w celu pozyskania

176 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, REPowerEU*, Bruksela, COM(2022) 230, final s. 12.

177 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, REPowerEU*, Bruksela, COM(2022) 230, final s. 4.

178 Ibidem, s. 3.

179 Ibidem, s. 14.

jego dodatkowych wolumenów. Wskazane zostały także potencjalne kierunki dla przyszłej współpracy energetycznej Unii z państwami trzecimi zakładając:

- zwiększenie dostaw gazu skroplonego (LNG) ze Stanów Zjednoczonych, Kanady i Norwegii,
- wzmocnienie współpracy z Azerbejdżanem,
- analizę potencjału eksportowego z Afryki Subsaharyjskiej,
- zawarcie porozumień politycznych w przedmiocie importu LNG z Egiptu i Izraela,
- współpracę z największymi producentami gazu z Bliskiego Wschodu i Australii oraz
- współpracę z nabywcami gazu takimi jak Japonia, Chiny i Korea<sup>180</sup>.

Komisja postuluje także lepszą koordynację w zakresie pozyskiwania importowanego gazu poprzez utworzenie unijnej platformy zakupowej.

### Zastąpienie paliw kopalnych:

Zastąpienie paliw kopalnych ma nastąpić poprzez przyspieszenie zwiększenia udziału czystej energii. Komisja proponuje podwyższenie celu określonego w ramach „Fit for 55” dla udziału odnawialnych źródeł energii z 40% do 45% do 2030 roku<sup>181</sup>. Pozwoli to na zwiększenie mocy z początkowo zakładanych w ramach „Fit for 55” 1067 GW do 1236 GW<sup>182</sup>. Największe nadzieje Komisja wiąże z rozwojem fotowoltaiki szacując osiągnięcie 320 GW zainstalowanej mocy do 2025 roku oraz 600 GW do 2030 roku<sup>183</sup>. Realizacja tak ambitnych celów ma być ułatwiona dzięki zapowiadanej publikacji unijnej strategii na rzecz energii słonecznej oraz wprowadzeniu obowiązku sytuowania paneli fotowoltaicznych na pewnej kategorii budynków. Rozwój energetyki słonecznej może pozwolić na zmniejszenie zapotrzebowania na gaz ziemny o 9 mld m<sup>3</sup> do 2027 roku<sup>184</sup>. Oprócz fotowoltaiki, Komisja zakłada podwojenie obecnego tempa rozwoju indywidualnych pomp ciepła, tak, aby w przeciągu najbliższych pięciu lat ich łączna liczba wyniosła 10 mln sztuk<sup>185</sup>.

Do 2030 roku produkcja wodoru wewnątrz Unii Europejskiej ma osiągnąć poziom 20 mln ton, a drugie tyle ma być importowane<sup>186</sup>. Osiągnięcie tego celu ma być możliwe dzięki inwestycjom w zakresie infrastruktury wodorowej, na które Komisja proponuje przeznaczyć od 28 do 38 mld EUR na infrastrukturę przesyłową oraz od 6 do 11 mld na rzecz magazynów. Główne korytarze wodorowe mają bieć przez obszar Morza Śródziemnego, Morza Północnego oraz przez terytorium Ukrainy, o ile będzie to możliwe<sup>187</sup>. **Ostatecznie technologia wodorowa ma zastąpić zapotrzebowanie na gaz ziemny, węgiel i ropę naftową w przemyśle oraz transporcie.** W „REPowerEU” Komisja ogłosiła również możliwość składania nowych wniosków na Projekty PWZ w zakresie wodoru z możliwością uzyskania w ramach instrumentu „Łącząc Europę” – o szacunkowym budżecie w wysokości 800 mln EUR.

180 Komisja Europejska, *Factsheet; REPower the EU by engaging with energy partners in a changing world*, Bruksela, 2022.

181 Ibidem, s. 6.

182 Komisja Europejska, *Factsheet: REPowerEU with Clean Energy*, Luksemburg, 2022.

183 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, REPowerEU*, op. cit. s. 6.

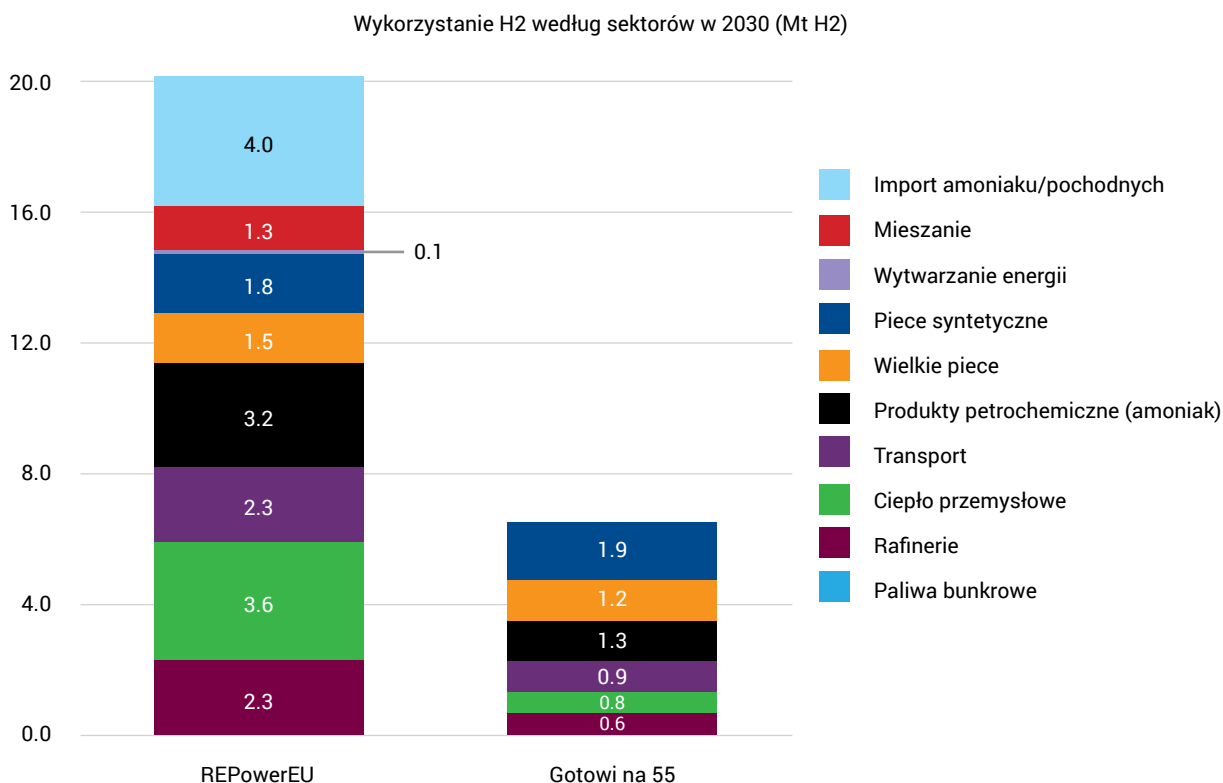
184 *REPowerEU: przystępna cenowo, bezpieczna i zrównoważona energia dla Europy*, [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_pl](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl).

185 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, REPowerEU*, op. cit. s. 7.

186 W tym przypadku pojawia się ryzyko nowej zależności tym razem od zewnętrznych dostawców wodoru.

187 Ibidem, s. 7-8.

RYS. 27. PRZEWIDYWANY UDZIAŁ WYKORZYSTANIA WODORU W POSZCZEGÓLNYCH SEKTORACH W ROKU 2030



Modelowanie z wykorzystaniem programu PRIMES

Źródło: Komisja Europejska, *Commission Staff working document; Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*, Bruksela, SWD(2022) 230 final, s. 27.

Do 2030 roku przewiduje się, że zrównoważona produkcja biometanu osiągnie poziom 35 mld m<sup>3</sup>. Możliwe to będzie dzięki rozwojowi odpowiedniej infrastruktury (wymagającej nakładów w wysokości 37 mld EUR<sup>188</sup>). Duży potencjał Komisja widzi także we wzmocnieniu gospodarki o obiegu zamkniętym.

Elektryfikacja gospodarki, zwiększenie efektywności energetycznej i wykorzystania gazów odnawialnych w przemyśle może pozwolić na oszczędność gazu ziemnego w wysokości 35 mld m<sup>3</sup> do 2030 roku (poza to, co przewiduje „Fit for 55”).<sup>189</sup> W ocenie Komisji największe oszczędności w wykorzystaniu gazów kopalnych można oczekiwać w produkcji i rafinacji chemikaliów, minerałów niemetalicznych, szkła, cementu oraz ceramiki. Dodatkowo, emisyjność produkcji stali w UE ma zmniejszyć się o około 30 % do 2030 r, co możliwe będzie dzięki zwiększeniu wykorzystania wodoru odnawialnego oraz inwestycjom w wysokości 18-20 mld EUR<sup>190</sup>.

188 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, REPowerEU*, Bruksela, COM(2022) 230, final s. 8., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?qid=1653033742483&uri=COM:2022:230:FIN>.

189 Ibidem, s. 9.

190 Ibidem, s. 20.



**Inteligentne inwestycje i reformy:**

„REPowerEU” wskazuje, że uzyskanie pozwoleń dla elektrowni wiatrowych zajmuje obecnie do dziewięciu lat, a dla elektrowni słonecznych – do 4,5 roku. Takie tempo jest w ocenie Komisji zbyt wolne, dlatego wydała ona wytyczne mające przyspieszyć procedury administracyjne prezentując zestaw odpowiednich środków usprawniających działalność organów administracyjnych. Zaproponowane działania wymagają przyspieszenia inwestycji w transgraniczne sieci przesyłowe. Zabezpieczenie możliwości przesyłu odpowiedniej ilości LNG i gazu wymaga nakładów na rozwój infrastruktury gazowej w kwocie 10 mld EUR do 2030 r. Natomiast zakłócenia w dostawach ropy naftowej wymagają ukierunkowanych nakładów na zwiększenie przepustowości istniejącej infrastruktury oraz w celu eliminacji wąskich gardeł w ropociągach Transalpine, Adria i SPSE w wysokości 1,5-2 mld EUR. Należy również zabezpieczyć sieć elektroenergetyczną na prognozowany wzrost zużycia i produkcji energii elektrycznej. Na ten cel Komisja planuje przeznaczyć 29 mld EUR do 2030 roku<sup>191</sup>.

Oprócz rozwoju infrastruktury o charakterze transgranicznym, zakładane jest również przeprowadzenie reform i inwestycji na poziomach krajowych. Wraz z publikacją „REPowerEU”, Komisja wydała zalecenia dla poszczególnych państw członkowskich możliwe do uwzględnienia w wewnętrznych politykach energetycznych. W tym zakresie, Komisja zachęca państwa członkowskie do dodania do planów odbudowy i zwiększenia odporności (RRP) rozdziałów uwzględniających plan „REPowerEU”.

191 Ibidem, s. 13.

RYS. 28. MAPA EUROPEJSKIEJ INFRASTRUKTURY GAZOWEJ, WEDŁUG „REPowerEU”



Źródło: „REPowerEU”

RYS. 29. MAPA EUROPEJSKIEJ INFRASTRUKTURY ELEKTROENERGETYCZNEJ, WEDŁUG „REPowerEU”



Źródło: „REPowerEU”

Środki na realizację założeń „REPowerEU” mają pochodzić z niewykorzystanych pożyczek przewidzianych w ramach Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności (obecnie 225 mld EUR) lub z przesunięcia środków z innych obszarów polityki unijnej, w tym polityki spójności. Wśród innych źródeł finansowania „REPowerEU” wskazuje:

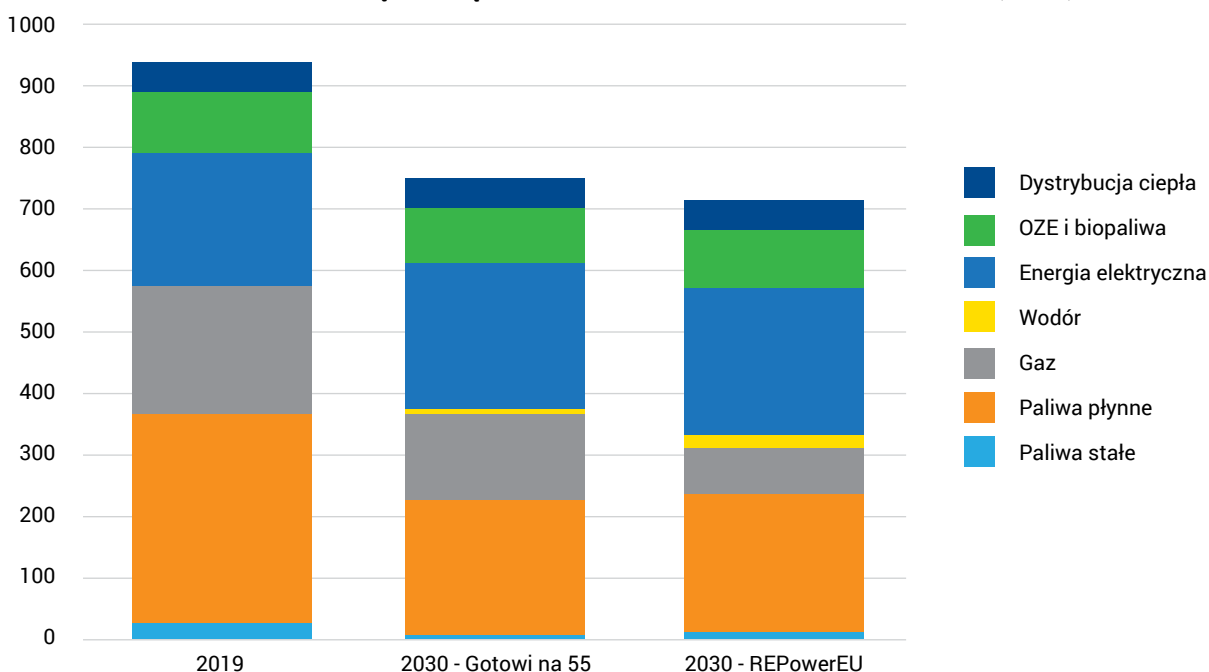
- nowe dotacje w ramach Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności (RRF) z licytacji uprawnień w ramach systemu ETS o wartości 20 mld EUR,
- Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich,
- Europejski Bank Inwestycyjny (EBI),
- krajowe budżety,
- inwestycje prywatne,
- instrument „Łącząc Europę”.

TAB. 7. DZIAŁANIA MAJĄCE NA CELU ZMNIJSZENIE ZAPOTRZEBOWANIA NA GAZ I INWESTYCJE TECHNOLOGICZNE PRZEWIDZIANE W „REPowerEU”

Zmniejszenie zapotrzebowania na gaz i inwestycje technologiczne w ramach „REPowerEU”:		
W perspektywie krótkoterminowej:	W perspektywie średnioterminowej:	W dłuższej perspektywie czasowej
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dywersyfikacja tras gazociągów (w tym zwiększenie wykorzystania istniejących gazociągów)</li> <li>Ograniczenie dodatkowego LNG w ramach obecnej infrastruktury lub jednostek regazyfikacyjnych pływających magazynów (np. terminali importowych i sieci rurociągów)</li> <li>Środki behawioralne po stronie popytu</li> <li>Inwestycje w zakresie efektywności energetycznej (w tym pompy ciepła)</li> <li>Priorytetowe traktowanie gazu przemysłowego (środek awaryjny)</li> <li>Przestawienie się na paliwa zależne od ceny</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dalsze inwestycje i innowacje w zakresie efektywności energetycznej (w tym pompy ciepła, modernizacja i energooszczędne procesy przemysłowe)</li> <li>Rozwój produkcji i infrastruktury biometanu</li> <li>Dodatkowe instalacje fotowoltaiczne (PV), lądowe i morskie instalacje wiatrowe oraz integracja systemów energetycznych</li> <li>Dodatkowe inwestycje w sieć energetyczną i magazynowanie</li> <li>Ograniczenie nowej infrastruktury LNG i gazociągów oraz dostosowanie istniejących sieci gazowych do biometanu i odnawialnego wodoru</li> </ul>	Rozwój produkcji wodoru odnawialnego i infrastruktury wodorowej

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Komisja Europejska, *Commission Staff working document; Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*, Bruksela, SWD(2022) 230 final

RYS. 30. PORÓWNANIE ZUŻYCIA KOŃCOWEGO ENERGII W PODZIALE NA RODZAJ PALIWA W 2019 ROKU I W 2030 ROKU UWZGLĘDNIAJĄC ZAŁOŻENIA „FIT FOR 55” I „REPowerEU” (Mtoe)



Źródło: Komisja Europejska, *Commission Staff working document; Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*, Bruksela, SWD(2022) 230 final

TAB. 8. **PORÓWNANIE INWESTYCJI PRZEWIDZIANYCH W „REPowerEU” A „FIT FOR 55” W PERSPEKTYWIE DO ROKU 2030**

Obszar inwestycji	Jednostka	„REPowerEU”	„Fit for 55”
Moc zainstalowana energii wiatrowej	GW	510	469
Moc zainstalowana w energetyce słonecznej	GW	592	62
Ilość zainstalowanych pomp ciepła w budynkach mieszkalnych i usługowych	Mln	41,5	39,9
Zainstalowana pojemność elektrolizerów	MW	65	44
Import netto wodoru	Mt	6,16	0,05
Biogaz wykorzystywany w elektrowniach	Mtoe	12,3	11,8
Biogaz jako wkład w transformację w przemyśle i ciepłownictwie	Ktoe	6,9	3,3
Inwestycje w sieci elektroenergetyczne w ciągu dekady	mld EUR	583,8	554,4
Roczny wskaźnik renowacji w 2030 r.	jako % całości zasobów mieszkaniowych	2,3	2,0
Roczny wskaźnik renowacji - renowacja średnia i gruntowna w 2030 r.	jako % całości zasobów mieszkaniowych	2,1	1,9
Wydatki inwestycyjne w budynkach mieszkalnych w latach 2021-2030	mld EUR	2068	2023

Źródło: Komisja Europejska, *Commission Staff working document; Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets*, Bruksela, SWD(2022) 230 final, s. 16.

### Wzmocnienie gotowości na zakłócenia w dostawach

„REPowerEU” przedstawia środki do podjęcia przez państwa członkowskie oraz Komisję w celu zabezpieczenia dostaw gazu w najbliższych miesiącach. W tym zakresie państwa członkowskie powinny:

- przyspieszyć wdrożenie komunikatu o oszczędności energii w UE, tak aby zaoszczędzone surowce energetyczne wykorzystać podczas nadchodzącej zimy,
- do 1 marca 2023 roku dokonać aktualizacji planów na wypadek sytuacji nadzwyczajnej, uzupełniając je w szczególności o określenie najważniejszych odbiorców, którzy mają kluczową rolę w łańcuchu dostaw w Unii,
- wezwać operatorów systemów przesyłowych do przyspieszenia prac technicznych dotyczących infrastruktury umożliwiającej odwrócenie przepływu gazu z zachodu na wschód tej zimy. Prace powinny uwzględniać aktualne wymogi dotyczące składowania gazu,

- zawrzeć zaległe dwustronne porozumienia o solidarności między krajami sąsiadującymi<sup>192</sup>.

Komisja natomiast zobowiązała się do przygotowania wytycznych dla kryteriów ustalania priorytetów na rzecz odbiorców nieobjętych ochroną z Rozporządzenia SoS (tj. głównie przemysł). Komisja ma zidentyfikować krajowe i transgraniczne łańcuchy dostaw o kluczowym znaczeniu dla bezpieczeństwa, żywności i zdrowia na poziomie unijnym i światowym, uwzględniając jednocześnie wpływ ustanowionych ograniczeń na konkurencję. Dodatkowo Komisja wspierać będzie opracowanie planu redukcji popytu w UE wraz z propozycją podjęcia (dobrowolnych) środków ograniczających gotowych do uruchomienia przed wybuchem kryzysu. Ostatecznie, Komisja dokona rewizji planów gotowości państw członkowskich na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej z uwzględnieniem wpływu zakłóceń w dostawach gazu na produkcję energii elektrycznej.

### Obowiązek magazynowania

Niski stan wypełnienia europejskich magazynów, skłoniły organy unijne do wprowadzenia obowiązków ilościowych w zakresie magazynowania gazu. 1 lipca 2022 r. weszło w życie rozporządzenie<sup>193</sup> zobowiązujące państwa członkowskie do zapewnienia magazynów gazu do 1 listopada każdego roku co najmniej w 80% (już w 2022 r.) oraz w co najmniej 90% w kolejnych latach (państwa członkowskie mogą oczywiście przyjąć wyższe cele). Dla zabezpieczenia odpowiedniej realizacji tego obowiązku, w odniesieniu do 2023 r. i kolejnych lat każde państwo członkowskie z podziemnymi magazynami gazu przedkłada Komisji do 15 września poprzedniego roku, w formie zagregowanej, projekt trajektorii napełniania z celami pośrednimi na luty, maj, lipiec i wrzesień.

Nie wszystkie państwa członkowskie posiadają na swoich terytoriach magazyny gazu. Mowa o Irlandii, Słowenii, Finlandii, Estonii, Grecji, Cyprze oraz Litwie. Rozporządzenie zakłada, że państwa te będą musiały zapewnić, że działający na ich terytorium operatorzy zabezpieczyli w sąsiednim państwie członkowskim magazyn, pokrywający 15% ich rocznego zużycia gazu. Alternatywnie, państwa członkowskie bez możliwości magazynowania mogą wprowadzić tzw. mechanizm podziału obciążeń, który uwzględnia:

- koszt wsparcia finansowego niezbędnego do wypełniania celów magazynowych, z wyłączeniem kosztów wypełniania strategicznych zobowiązań wyznaczonych dla zapasów surowców,
- wolumen gazu niezbędny do zaspokojenia odbiorców chronionych,
- ograniczenia techniczne, w tym dostępna pojemność magazynowa, transgraniczna pojemność przesyłowa, wskaźniki poboru.

Oprócz ilościowego obowiązku magazynowania, wprowadzono również szereg regulacji mających zwiększyć bezpieczeństwo ciągłości dostaw, w tym system certyfikacji magazynów, obowiązki informacyjne czy zwolnienia z opłat taryfowych dla operatorów magazynów.

192 Dotychczas zawarto jedynie 6 porozumień o solidarności między krajami sąsiadującymi. Oznacza to, że większość państw członkowskich nie zawarła jeszcze takich umów co może utrudnić wdrożenie mechanizmu solidarnościowego w sytuacji, w której okaże się konieczny. Problem ten został już kilkakrotnie zauważony przez Komisję - szefowa KE Ursula von der Leyen podczas przemówienia posiedzeniu plenarnym Parlamentu Europejskiego w dniach 20-21 października 2022 r. zapowiedziała przymusową solidarność w dzieleniu się gazem. Chodzi o specjalne rozwiązanie, które będzie automatycznie stosowane między tymi państwami członkowskimi, które nie uzgodniły do tej pory dwustronnych porozumień solidarnościowych w ramach istniejącego obecnie prawa UE.

193 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032 z dnia 29 czerwca 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) 2017/1938 i (WE) nr 715/2009 w odniesieniu do magazynowania gazu.



Podczas przemówienia na posiedzeniu plenarnym Parlamentu Europejskiego w sprawie przygotowań do posiedzenia Rady Europejskiej w dniach 20-21 października 2022 r., przewodnicząca Komisji Europejskiej Ursula von der Leyen potwierdziła, że „Na chwilę obecną magazyny wypełnione są w 92%”.<sup>194</sup>

### c. Platforma Energetyczna UE (ang. The EU Energy Platform)

W obliczu obecnego kryzysu energetycznego państwa członkowskie doszły do porozumienia, że zabezpieczenie stabilnych cen energii wymaga współpracy na poziomie unijnym. Dlatego 7 kwietnia 2022 r. powstała Europejska Platforma Energetyczna UE (dalej PEUE), która następnie wchłonięta została przez plan „REPowerEU”. Z uwagi na napiętą sytuację na rynku światowym gazu ziemnego, platforma ma koordynować i wzmacniać międzynarodowe kontakty UE z partnerami i rynkami gazu w odpowiedzi na potrzebę zabezpieczenia znacznych ilości nierosyjskiego gazu już w 2022 r.<sup>195</sup>. Komisja zakłada, że dzięki przewidywalności i wielkości wspólnego rynku UE, państwa członkowskie zyskają silniejszą pozycję negocjacyjną. Ścisła współpraca państw członkowskich ma również wzmocnić zarządzanie popytem oraz efektywne wykorzystanie infrastruktury gazowej UE.

PEUE oparta ma być na dobrowolnej współpracy państw członkowskich w ramach odpowiednich grup regionalnych. Grupy te powinny zidentyfikować wielkość regionalnego zapotrzebowania na gaz (w tym potencjał jego zmniejszenia), możliwości infrastrukturalne regionu oraz kierunki alternatywnych dostaw gazu. Obecnie funkcjonują dwie grupy, tj. grupa ds. Europy Południowo-Wschodniej oraz grupa ds. Europy Środkowo-Wschodniej. W przyszłości powstają też grupy dla państw bałtyckich, północno-zachodnich i południowo-zachodnich. UE będzie również kontynuować dalszą współpracę w ramach grup G7, G20 i innymi międzynarodowymi organizacjami, w tym z OPEC i MAE<sup>196</sup>.

W kolejnym etapie, w oparciu o rozporządzenie w sprawie sytuacji nadzwyczajnej zaproponowane 18 października 2022 r.<sup>197</sup> w celu rozwiązania problemu wysokich cen gazu w UE i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, Komisja proponuje wspólne zakupy gazu, które wesprą kraje UE w osiągnięciu ich celów w zakresie magazynowania na 2023 r. Kraje UE byłyby zobowiązane do wspólnych zakupów w zakresie ilości gazu odpowiadającej 15% ich zobowiązań magazynowych. Powyżej tego poziomu wspólne zakupy byłyby dobrowolne.

194 Komisja Europejska, *Speech by President von der Leyen at the European Parliament Plenary on the preparation of the European Council meeting of 20-21 October 2022*, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/speech\\_22\\_6262](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/speech_22_6262)

195 Komisja Europejska, *Energy Security: Commission hosts first meeting of EU Energy Purchase Platform to secure supply of gas, LNG and hydrogen*, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_2387](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_2387)

196 Ibidem.

197 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *„Energy Emergency - preparing, purchasing and protecting the EU together”*, Strasbourg 18.10.2022, COM(2022) 553 final, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A553%3AFIN&pk\\_campaign=preparatory&pk\\_source=EURLEX&pk\\_medium=TW&pk\\_keyword=Energy&pk\\_content=Communication](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A553%3AFIN&pk_campaign=preparatory&pk_source=EURLEX&pk_medium=TW&pk_keyword=Energy&pk_content=Communication)

#### d. Ramy pomocy państwa

Pod koniec marca 2022 r. Komisja Europejska uznała, że sankcje gospodarcze nałożone na Federację Rosyjską w odpowiedzi na jej inwazję Ukrainę spowodują poważne zaburzenia w gospodarkach wszystkich państw członkowskich. Celem zminimalizowania konsekwencji wojny dla europejskich przedsiębiorstw, Komisja postanowiła skorzystać z tymczasowych ram prawnych umożliwiających uelastyczenie zasad przyznawania pomocy państwa. W opublikowanym komunikacie Komisja wskazuje, że państwa członkowskie uprawnione będą do przyznawania ograniczonej kwoty pomocy przedsiębiorstwom dotkniętym kryzysem, wsparcia płynności przedsiębiorstw w formie gwarancji państwowych i subsydiowanych pożyczek oraz do rekompensat wysokich cen energii<sup>198</sup>. Jednocześnie Komisja określiła środki zabezpieczające zachowanie równości na jednolitym rynku poprzez określenie warunków kwalifikowalności, wymogów w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz wprowadzenie zasady proporcjonalności dla określenia kwoty przyznawanej pomocy.

#### e. Pakiet zimowy – „Oszczędzamy gaz, by wystarczyło go w zimie”

Komisja oszacowała, że bez podjęcia jakichkolwiek środków zaradczych europejskie magazyny gazu opustoszałyby całkowicie pod koniec marca 2023 r. – nie pozostawiając żadnych zapasów na sezon 2023/2024. Przy umiarkowanych warunkach pogodowych i stale wysokich dostawach LNG, luka w zaspokojeniu zapotrzebowania na gaz w okresie zimowym wyniosłaby 30 mld m<sup>3</sup> (w porównaniu do średniego łącznego zużycia w UE w okresie sierpień-marzec wynoszącego 300 mld m<sup>3</sup>)<sup>199</sup>. Aby przygotować się na nadchodzącą zimą, Komisja uznała, że konieczne jest skłonienie państw członkowskich do ograniczania zużycia gazu już teraz. Komisja opowiada się raczej za skoordynowanym i ukierunkowanym ograniczeniem popytu w niektórych sektorach, niż za awaryjnym odcięciem gazu<sup>200</sup>.

W opublikowanym 20 lipca 2022 r. komunikacie pt. „Oszczędzamy gaz, by wystarczyło go w zimie”<sup>201</sup>, Komisja zaproponowała zmniejszenie zużycia gazu ziemnego o 15% w okresie od 1 sierpnia 2022 r. do 31 marca 2023 r. (w porównaniu ze średnim zużyciem gazu w analogicznym okresie w ciągu ostatnich pięciu lat). Jednocześnie opublikowany został projekt rozporządzenia Rady (które zostało następnie przyjęte 5 sierpnia 2022 r. – Punkt 2.3 lit. f poniżej), przewidujący natychmiastowe zalecenie dobrowolnego zmniejszenia zapotrzebowania na gaz według wytycznych Komisji. Pakiet zimowy miał również pomóc w realizacji obowiązku wypełnienia w 80% magazynów gazu do 1 listopada 2022 r. Komisja wskazała, że obowiązujące Rozporządzenie SoS jest niewystarczające, gdyż powstało z myślą o zabezpieczeniu krótkotrwałych i ograniczonych geograficznie zakłóceń, a nie długotrwałego i całkowitego wstrzymania dostaw. Pakiet zimowy ma wypełnić tę lukę. W ocenie Komisji podjęcie natychmiastowych działań pozwoli zmniejszyć koszty na wypadek nagłego zakłócenia dostaw. Dzięki zaproponowanym

198 Komisja Europejska, *Komunikat Instytucji, Organów i jednostek organizacyjnych Unii Europejskiej, Tymczasowe kryzysowe ramy środków pomocy państwa w celu wsparcia gospodarki po agresji Rosji wobec Ukrainy*, Bruksela, (2022/C 131 1/01), s. 6-7., [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52022XC0324\(10\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52022XC0324(10))

199 Ibidem, s. 8.

200 J. Kneebone, *A first look at 'Save gas for a safe winter': The EU's fast-tracked proposal for protecting against a disconnection from Russian gas*, <https://fsr.eui.eu/a-first-look-at-save-gas-for-a-safe-winter-the-eus-fast-tracked-proposal-for-protecting-against-a-disconnection-from-russian-gas/#:~:text=The%20'Save%20gas%20for%20a,than%20an%20emergency%20shut%20Doff>

201 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 20 lipca 2022 r. „Oszczędzamy gaz, aby wystarczyło go w zimie”*, Bruksela, COM/2022/360 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0360&qid=1658479881117>

działaniami w celu zmniejszenie popytu na gaz, przerwy w przepływie gazu z Rosji skutkowałyby spadkiem PKB o co najmniej 0,4% dla całej UE - w przypadku przeciętnej zimy - bądź do 0,6% w przypadku scenariusza mroźnej zimy<sup>202</sup>. Dla porównania, bez podjęcia jakichkolwiek działań PKB całej Unii mogłoby zmniejszyć się o 0,6-1% w przypadku przeciętnej zimy, bądź o 0,9-1,5% w przypadku mroźnej zimy<sup>203</sup>.

## **f. Rozporządzenie 2022/1369 w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz**

5 sierpnia 2022 r. Rada uchwaliła rozporządzenie 2022/1369 w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz, którym wprowadzono dobrowolne, jak i obowiązkowe ograniczenie zużycia gazu<sup>204</sup>. Propozycja przyjęcia rozporządzenia zawierającego rekomendację dobrowolnego zmniejszenia zużycia gazu o 15% w okresie od 1 sierpnia 2022 r. do 31 marca 2023 r. spotkała się z oporem ze strony niektórych państw członkowskich. Tym bardziej, że rozporządzenie przewiduje również obowiązkowe zmniejszenie zużycia gazu w przypadku ogłoszenia „unijnego stopnia alarmowego”. Zgodnie z postanowieniami uchwalonego niedawno rozporządzenia, na zasadzie najwyższej staranności państwa członkowskie będą próbowały doprowadzić do zmniejszenia zużycia gazu o 15% w okresie od 1 sierpnia 2022 r. do 31 marca 2023 r. (w porównaniu ze średnim zużyciem gazu w tym okresie w przeciągu ostatnich pięciu lat). Starania te mogą przybrać formę obowiązku prawnego w przypadku ogłoszenia „unijnego stopnia alarmowego” przez Radę (na wniosek Komisji). Mowa o sytuacjach, w których:

- zidentyfikowano znaczne ryzyko poważnego niedoboru dostaw gazu lub wyjątkowo wysokiego zapotrzebowania na gaz, w przypadku którego środki dobrowolne nie są wystarczające, a rynek nadal jest w stanie poradzić sobie z tym zakłóceniem;
- co najmniej pięć państw członkowskich ogłosiło stan alarmowy na szczeblu krajowym.

Niemniej przewidziane zostały pewne wyjątki umożliwiające wystąpienie przez dane państwo członkowskie o częściowe bądź pełne odstępstwo od obowiązku (co zapewne jest wynikiem lobbingu państw członkowskich krytykujących uprzednio projekt rozporządzenia<sup>205</sup>). Możliwość taka istnieje, jeśli państwo to nie jest połączone z sieciami gazowymi innych państw członkowskich bądź nie ma zsynchronizowanych sieci elektroenergetycznych z europejskim systemem elektroenergetycznym. W niektórych sytuacjach państwa członkowskie mogą również ograniczyć referencyjne zużycie gazu brane pod uwagę przy obliczaniu ich celu redukcji lub w inny sposób ograniczyć swój cel. Państwo członkowskie, które zdecyduje się na ograniczenie swojego obowiązku powołując się na ww. warunki, musi powiadomić o tym Komisję. Jeśli Komisja oceni, że ograniczenia są niezasadne, wyda opinię wskazującą przyczyny takiego stanu rzeczy. Rozporządzenie 2022/1369 nie precyzuje jednak żadnych dalszych konsekwencji. Państwa członkowskie mają swobodę wyboru odpowiednich środków mających na celu zmniejszenie zapotrzebowania, o ile nie prowadzą do nadmiernego zakłócenia konkurencji lub prawidłowego funk-

202 Pakiet zimowy, s. 9.

203 Ibidem, 9.

204 Rada Europejska, *Council Regulation (EU) 2022/1369 of 5 August 2022 on coordinated demand-reduction measures for gas*, Dz.U. L 206 z 8.8.2022, str. 1–10, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32022R1369>

205 L. V. Driessche, J. Voskoboinikova, V. Havard-Williams, R. Barrett, M. Russell, A. Coibion, T. Schulz, T. Lee, *Regulation on reducing gas demand in the EU by 15% comes into force*, <https://sustainablefutures.linklaters.com/post/102hup2/regulation-on-reducing-gas-demand-in-the-eu-by-15-comes-into-force>

cjonowania rynku wewnętrznego gazu i nie zagrażają bezpieczeństwu dostaw gazu do innych państw członkowskich lub Unii. Państwa członkowskie wprowadzając dany środek powinny zweryfikować również jego wpływ na krytyczne łańcuchy dostaw, potencjalne długotrwałe szkody w instalacjach przemysłowych czy ewentualne negatywne skutki w innych państwach członkowskich.

Do 31 października 2022 r. państwa członkowskie powinny zaktualizować swoje plany na wypadek sytuacji nadzwyczajnych (przyjęte w ramach Rozporządzenia SoS), tak aby uwzględniły dobrowolne ograniczenie zużycia gazu oraz możliwość ogłoszenia „unijnego stanu alarmowego”. Rozporządzenie 2022/1369 będzie obowiązywać przez rok. Do 23 maja 2023 roku Komisja rozważy przedłużenie jego obowiązywania w świetle ogólnej sytuacji w zakresie dostaw gazu do UE.

## g. Akt uzupełniający unijną taksonomię

9 marca 2022 r. Komisja przyjęła akt uzupełniający unijną taksonomię (Punkt 3.3 lit. d), włączający do niej określone rodzaje działalności w zakresie energii jądrowej i gazowej („Akt uzupełniający”). Akt uzupełniający wszedł w życie 4 sierpnia 2022 r. Nowe wytyczne będą obowiązywać od 1 stycznia 2023 r. Komisja uznała, że niektóre technologie jądrowe i gazowe, pod warunkiem spełnienia określonych warunków, mogą pozytywnie przyczynić się do transformacji energetycznej Unii Europejskiej. **Akt uzupełniający sankcjonuje rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w drodze do gospodarki zeroemisyjnej, jednak tylko w odniesieniu do trzech rodzajów działalności - kogeneracji, elektrowni gazowych i ciepła sieciowego.** Aby jednostki gazowe uznać za mające istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu należy wykazać, iż poziom emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia w wyniku wytwarzania energii z gazowych paliw kopalnych wyniesie poniżej 100 g ekwiwalentu CO<sub>2</sub>/kWh. W praktyce oznacza to konieczność stosowania biogazów z niewielkim udziałem gazu ziemnego lub technologii wychwytywania CO<sub>2</sub> (tzw. CCS). Alternatywnie, elektrownie gazowe z pozwoleniem na budowę uzyskanym do końca 2030 r. mogą w okresie przejściowym skorzystać z czasowej derogacji od standardu emisyjności 100 g CO<sub>2</sub>/kWh – należy jednak łącznie spełnić wszystkie poniższe kryteria:

- Jednostka musi spełniać standard emisyjności 270 g CO<sub>2</sub>/kWh w cyklu życia lub roczna bezpośrednia emisja nie przekracza średnio 550 kg CO<sub>2</sub>/kW mocy obiektu w okresie 20 letniego cyklu życia. Standard ten jest niemożliwy do spełnienia dla nowych elektrowni gazowych (CCGT) bez domieszki gazów odnawialnych i/lub niskoemisyjnych i trudny do spełnienia także dla kogeneracji gazowej.
- **Jednostka musi być gotowa do współspalania gazów odnawialnych lub niskoemisyjnych na poziomie 100 procent do końca 2035 roku.**
- Jednostka zastępuje istniejącą jednostkę o wyższej emisyjności, opartą o produkcję z paliw kopalnych (węgiel, ropa, gaz).
- Nowo zainstalowane moce produkcyjne nie przekraczają mocy zastępowanych mocy o więcej niż 15%.
- Nie ma możliwości wytworzenia z OZE energii, którą ma zastąpić dana jednostka gazowa.
- Zastąpienie skutkuje co najmniej 55-procentową redukcją emisyjności jednostkowej na kWh.
- Inwestycja ma miejsce w państwie, które zadeklarowało w KPEiK lub innym instrumencie datę odejścia od wytwarzania energii z węgla (w przypadku Polski, aby możliwe było skorzystanie z korzyści płynących z taksonomii, rząd będzie musiał podjąć decyzję o przyjęciu daty odejścia od węgla)<sup>206</sup>.

206 P. Wróbel, Wróbel: Wrota taksonomii pozostaną zamknięte dla większości inwestycji w gaz (Analiza), <https://biznesalert.pl/taksonomia-gaz-unia-europejska-polska-wodor-biometan/>

W przypadku elektrociepłowni gazowych należy dodatkowo wykazać, że działanie osiąga oszczędności energii pierwotnej na poziomie co najmniej 10% w porównaniu z odniesieniami do oddzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Natomiast standard emisyjności 270g dla elektrociepłowni nie jest rozciągnięty na 20-letni cykl życia (jak dla elektrowni gazowych), a nowe elektrociepłownie gazowe nie mogą przekraczać odstawianych mocy wysokoemisyjnych (w odróżnieniu od elektrowni gazowych, dla których przekroczenie może wynieść do 15%).

### **Powyższe zasady obejmują obiekty mające pozwolenie na budowę wydane do dnia 31 grudnia 2030 r.**

Po tym okresie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w oparciu o gaz ziemny nie będzie uznawane za zgodne z kryteriami w taksonomii – nowe inwestycje będą musiały spełniać standard emisyjności 100 g CO<sub>2</sub>/kWh. Zdaniem ekspertów, niewiele inwestycji związanych z gazem ziemnym będzie w stanie spełnić wszystkie wymagane kryteria<sup>207</sup>.

Poszczególne fundusze podlegają również ograniczeniom co do kwot, jakie mogą zostać przeznaczone na finansowanie - np. na inwestycje w gaz ziemny można będzie wydać tylko 1,55% krajowej alokacji z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności (w przypadku Polski nie więcej niż 820 mln EUR). Rozszerzenie unijnej taksonomii o inwestycje w gaz ziemny oraz elektrownie jądrowe spotkało się z krytyką ze strony niektórych państw członkowskich oraz organizacji międzynarodowych. Oczywiście jest jednak, że w kontekście obecnego kryzysu, na pierwszy plan wysuwa się bezpieczeństwo energetyczne, przy maksymalnym zachowaniu celów klimatycznych.

## **h. Inne środki**

6 października 2022 r. przyjęto rozporządzenie, które precyzuje wspólne środki, by zmniejszyć zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz zgromadzić nadwyżki dochodów sektora energetycznego i rozdysponować je wśród gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstw<sup>208</sup>. W rozporządzeniu ustalono dobrowolny ogólny cel zmniejszenia zużycia energii elektrycznej brutto o 10% oraz obowiązkowy cel zmniejszenia o 5% zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytu. Rada ustaliła na 180 EUR/MWh pułap dochodów rynkowych dla wytwórców energii elektrycznej, w tym pośredników, którzy wykorzystują do produkcji energii tzw. technologie inframarginalne, takie jak odnawialne źródła energii, energia jądrowa i węgiel brunatny. W ostatnich miesiącach operatorzy ci uzyskali nieoczekiwane duże zyski finansowe, a przy tym nie wzrosły ich koszty operacyjne. Ustanowiono obowiązkową tymczasową składkę solidarnościową od zysków przedsiębiorstw działających w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla i w sektorze rafineryjnym. Rada uzgodniła, że państwa członkowskie mogą tymczasowo ustalać cenę za dostawę energii elektrycznej dla małych i średnich przedsiębiorstw, by zapewnić dodatkowe wsparcie MŚP zmagającym się z wysokimi cenami energii. Środki te mają charakter tymczasowy i nadzwyczajny<sup>209</sup>.

207 Ibidem.

208 Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32022R1854>  
Rada formalnie przyjmuje środki nadzwyczajne, by obniżyć ceny energii, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2022/10/06/council-formally-adopts-emergency-measures-to-reduce-energy-prices/>

209 Rada formalnie przyjmuje środki nadzwyczajne, by obniżyć ceny energii, op. cit.

18 października 2022 r. Komisja Europejska opublikowała swój program prac na 2023 r., dotyczący sektora energii. Wśród innych inicjatyw Komisja proponuje utworzenie europejskiego banku wodoru i kompleksową reformę rynku energii elektrycznej UE w nadchodzącym roku. Obie inicjatywy zostaną zaprezentowane w ramach Europejskiego Zielonego Ładu w 2023 r. Jeśli chodzi o kompleksową reformę unijnego rynku energii elektrycznej, działania Komisji mają pomóc Unii Europejskiej przygotować się do lepszego poruszania się po przyszłych wahaniami cen energii, zapewnić przystępne rachunki za energię elektryczną oraz przygotować Unię Europejską na transformację przemysłową niezbędną do osiągnięcia jej celów w zakresie dekarbonizacji do 2050 r. Wniosek będzie również dotyczył wpływu oddzielenia cen gazu od ceny energii elektrycznej. Reforma rynku energii elektrycznej UE ma zostać przedstawiona w pierwszym kwartale 2023 r. jako inicjatywa ustawodawcza wraz z oceną skutków.

W programie wyjaśniono również, że aby uzupełnić niedawną interwencję Komisji na rynkach energii o środki nadzwyczajne dotyczące wzrostu cen energii i wspierające walkę z kryzysem klimatycznym, kluczowe jest wzmocnienie odporności i zdolności reagowania UE w zakresie infrastruktury krytycznej. Ta ostatnia jest podstawą pięcioetapowego planu ogłoszonego przez przewodniczącą Komisji von der Leyen na sesji plenarnej Parlamentu Europejskiego 5 października 2022 r.<sup>210</sup> W oparciu o taki plan Komisja opublikowała 18 października wniosek dotyczący zalecenia Rady, którego celem jest maksymalizacja i przyspieszenie prac na rzecz ochrony infrastruktury krytycznej w trzech priorytetowych obszarach: gotowości, reagowania i współpracy międzynarodowej<sup>211</sup>. Polityka energetyczna i związana z nią legislacja nadal będą głównymi zagadnieniami w 2023 r. dla Unii Europejskiej, zarówno ze względu na cele „Europejskiego Zielonego Ładu”, jak i obecne zmiany geopolityczne, które mają duży wpływ na dostawy energii w Europie i odporność strukturalną Unii na zawirowania na rynku energii.

Ponadto, cały czas trwają dyskusje na temat przyjęcia maksymalnej ceny gazu. Rada UE pracuje nad projektem rozporządzenia w sprawie wprowadzenia ceny maksymalnej na gaz<sup>212</sup>. Wstępne rozwiązania zostały przez Komisję zaproponowane w projekcie rozporządzenia z 18 października 2022 r.<sup>213</sup> i będą podlegać negocjacjom, bowiem dotychczas państwa członkowskie nie osiągnęły konsensusu w tym zakresie.

210 Komisja Europejska, *Speech by President von der Leyen at the European Parliament Plenary on Russia's escalation of its war of aggression against Ukraine*, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech\\_22\\_5964](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_22_5964)

211 Zalecenie Rady w sprawie skoordynowanego podejścia Unii do kwestii wzmocnienia odporności infrastruktury krytycznej, Strasburg, dnia 18.10.2022 COM(2022) 551 final 2022/0338(NLE), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0551&qid=1666351317270>

212 Financial Times, *EU leaders hail breakthrough in gas cap plan to tackle energy crisis*, <https://www.ft.com/content/044b60ea-a87f-4d32-959e-4a335f77d770>  
P. Shankar, *EU agrees to Ukraine aid, but no gas price cap*, <https://www.dw.com/en/eu-to-boost-ukraine-aid-but-no-decision-on-gas-price-cap/a-63520633>

213 Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *„Energy Emergency - preparing, purchasing and protecting the EU together”*, Strasburg 18.10.2022, COM(2022) 553 final, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A553%3A-FIN&pk\\_campaign=preparatory&pk\\_source=EURLEX&pk\\_medium=TW&pk\\_keyword=Energy&pk\\_content=Communication](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A553%3A-FIN&pk_campaign=preparatory&pk_source=EURLEX&pk_medium=TW&pk_keyword=Energy&pk_content=Communication)



### 3.3. Znaczenie polityki klimatycznej UE w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego UE

W ostatnich latach polityka klimatyczna Unii Europejskiej doczekała się kompleksowego ujęcia w dokumentach, takich jak „Europejski Zielony Ład” z 11 grudnia 2019 r., którego cele klimatyczne stały się obowiązkiem prawnym wraz z uchwaleniem 9 lipca 2021 r. Europejskiego Prawa Klimatu. Ponadto, w celu implementacji „Europejskiego Zielonego Ładu”, Komisja Europejska zaprezentowała w 2021 r. pakiet „Fit for 55” wyznaczający konkretną ścieżkę realizacji celów klimatycznych UE.

We wspomnianych dokumentach, składających się na trzon polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, główny nacisk kładzie się na zapobieganie globalnemu ociepleniu. Natomiast kwestia bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności uniezależnienia się od gazu ziemnego pochodzącego z Rosji, nie jest szczegółowo zaadresowana, nie jest celem samym w sobie, ale konsekwencją działań klimatycznych (np. rozwój odnawialnych źródeł energii czy zielonego wodoru w efekcie doprowadzi do znacznego uniezależnienia się od surowców z Rosji).

#### a. „Europejski Zielony Ład”

11 grudnia 2019 roku Komisja Europejska przyjęła strategię „Europejski Zielony Ład” stanowiącą odpowiedź Unii na aktualne wyzwania klimatyczne zagrażające przyszłym pokoleniom. „Europejski Zielony Ład” stanowi nadrzędne ramy zielonej transformacji, której sukces uzależniony będzie od implementacji ogromnej liczby przepisów w ciągu najbliższych dziesięciu lat<sup>214</sup>. Z uwagi na skalę zapowiedzianych reform strategia ta uznawana jest za największą inicjatywę legislacyjną w historii Unii Europejskiej. Nadrzędnym celem „Europejskiego Zielonego Ładu” jest osiągnięcie całkowitej neutralności klimatycznej do 2050 r. Wyznaczony został również cel pośredni zobowiązujący Unię Europejską do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 50% (potencjalnie 55%) do 2030 r. w stosunku do poziomów z 1990 roku<sup>215</sup>. Z perspektywy politycznej cel na 2030 r. jest szczególnie istotny, ponieważ wymaga od obecnych rządów podjęcia działań w krótkim czasie<sup>216</sup>.

214 Constanze Fetting, *The European Green Deal*, ESDN Report, Grudzień 2020 r., s. 19.

215 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład*, Bruksela, COM (2019) 640 final, s. 5.

216 Marco Siddi, *The European Green Deal, Assessing its current state and future implementation*, FIIA Working Paper, Maj 2020/114, s. 7.

**„Europejski Zielony Ład” nie przypisuje jasnej kategorii gazowi ziemnemu w zapowiadanej transformacji energetycznej. Kwestia gazu została poruszona wyłącznie w kontekście obniżenia emisyjności tego sektora, co ma przyczynić się do realizacji celu w postaci dostarczania czystej, przystępnej cenowo i bezpiecznej energii.** W tym zakresie zidentyfikowano konieczność zwiększenia pomocy finansowej na rzecz prac rozwojowych w dziedzinie niskoemisyjnych gazów, opracowana dalekowzrocznej koncepcji konkurencyjnego bez emisyjnego rynku gazu oraz rozwiązanie problemu emisji metanu.

## b. „Fit for 55”

W celu implementacji „Europejskiego Zielonego Ładu”, Komisja Europejska zaprezentowała pakiet inicjatyw legislacyjnych wyznaczający konkretną ścieżkę realizacji zaktualizowanego celu klimatycznego UE, tj.: (i) redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. (w porównaniu z poziomem z 1990 r.) oraz (ii) osiągnięcia całkowitej neutralności węglowej do 2050 r. Komisja Europejska przedstawiła zbiór aktów legislacyjnych składających się na „Fit for 55” w dwóch pakietów, z których pierwszy ogłoszony został w lipcu 2021 roku, drugi natomiast w grudniu 2021 roku.

Pierwszy zbiór wniosków Komisji z lipca 2021 roku ma stworzyć popyt na gazy odnawialne i niskoemisyjne (w tym wodór), natomiast grudniowy pakiet ma usunąć bariery hamujące odchodzenie od paliw kopalnych oraz obniżyć emisyjność sektora gazowego<sup>217</sup>. **Komisja prognozuje zwiększenie produkcji i zużycia gazów odnawialnych i niskoemisyjnych (co stanowi obecnie mniej niż 5% rynku gazu)<sup>218</sup>, przy jednoczesnym zmniejszeniu udziału gazu ziemnego w dotychczasowym miksie energetycznym. Komisja nadal uznaje gaz ziemny za paliwo przejściowe w procesie transformacji energetycznej**, zachęcając jednocześnie państwa członkowskie do jak największej elektryfikacji gospodarki bądź do przyspieszenia przejścia na gazy odnawialne lub niskoemisyjne. Celem uniknięcia nadmiernego uzależnienia od dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej, wyznaczony został limit obowiązywania długoterminowych umów na dostawy gazu, które nie mogą wykroczyć poza 2049 r. **Według szacunków wszystkie działania składające się na „Fit for 55” przyczynią się do zmniejszenia zapotrzebowania na gaz o 116 mld m<sup>3</sup> – czyli o 30%<sup>219</sup>.**

## c. Strategia Wodorowa UE

UE wydała szereg dyrektyw i zaleceń, które promują wodór i zachęcają do wykorzystywania go jako źródła energii. Jedną z nich jest unijna dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii<sup>220</sup>, która ustaliła cele procentowego udziału zużycia wodoru do 2030 r. Zgodnie z nią wodór ma stanowić 32% końcowego

217 Komisja Europejska, *Pytania i odpowiedzi – pakiet dotyczący wodoru i gazu zdekarbonizowanego*, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/qanda\\_21\\_6685](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/qanda_21_6685)

218 Komisja Europejska, *Wniosek Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru (wersja przekształcona)*, Bruksela, 15.12.2021, 2021/0424, s. 1

219 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Plan REPowerEU*, Bruksela, COM(2022) 230 final, s. 3.

220 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz. U. UE L 328/82 z 21.12.2018, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=en>

zużycia energii ze źródeł odnawialnych. W lipcu 2020 r. Komisja Europejska przyjęła unijną strategię wodorową, której głównym celem jest stworzenie warunków rozwoju zielonego wodoru do 2050 r. Strategia obejmuje trzy etapy. Pierwszy ma na celu zwiększenie produkcji dużych elektrolizerów - do 2024 r. mają powstać elektrolizery o mocy łącznie co najmniej 6 GW, które będą w stanie produkować 1 mln ton zielonego wodoru. Drugi zakłada wzrost mocy elektrolizerów do 40 GW i produkcję zielonego wodoru na poziomie 10 mln ton. Wzrostowi temu towarzyszyć ma dynamiczny rozwój infrastruktury i logistyki wodorowej. Po 2030 r., czyli w etapie trzecim, produkcja i wykorzystanie zielonego wodoru osiągnie dojrzałość, co pozwoli stosowanie go na dużą skalę i zastąpienie w szerokim zakresie gazu ziemnego. 14 września 2022 r. Ursula von der Leyen zapowiedziała utworzenie Europejskiego Banku Wodoru, który ma finansować inwestycje w zakresie tej technologii (ma na ten cel zostać przeznaczony 3 mld EUR).<sup>221</sup> W planie „REPowerEU”, zielony wodór ma odegrać istotną rolę - jako alternatywa dla gazu i innych paliw kopalnych w wielu zastosowaniach, głównie w transporcie i przemyśle. W planie „REPowerEU” zakłada się przyspieszenie wykorzystania odnawialnego wodoru. „REPowerEU” określa cel na poziomie 10 mln ton wewnętrznej produkcji wodoru odnawialnego i 10 mln ton przywozu wodoru odnawialnego do 2030 r. W celu realizacji tych założeń Komisja zapowiedziała szereg działań wspierających rozwój rynku zielonego wodoru. W celu wdrożenia strategii wodorowej UE, 15 grudnia 2021 r. Komisja Europejska opublikowała nowy zestaw regulacji (tzw. Hydrogen and decarbonised gas market package) w drugim pakiecie w ramach „Fit for 55”. Składają się na niego: projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru<sup>222</sup> oraz projekt dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru<sup>223</sup>.

Powyższe propozycje Komisji (rozporządzenie i dyrektywa) stwarzają warunki do przejścia z kopalnego gazu ziemnego na gazy odnawialne i niskoemisyjne, w szczególności biometan i wodór, oraz wzmacniają odporność systemu gazowego. Jednym z głównych celów jest stworzenie rynku wodoru, stworzenie odpowiednich warunków dla inwestycji (m. in. systemu wsparcia) oraz umożliwienie rozwoju dedykowanej infrastruktury, w tym handlu z krajami trzecimi. Zasady rynkowe będą stosowane w dwóch etapach, przed i po 2030 r., i będą obejmować w szczególności dostęp do infrastruktury wodorowej, oddzielenie produkcji i transportu wodoru oraz ustalanie taryf. W celu promowania specjalnej infrastruktury wodorowej, koordynacji transgranicznej i budowy sieci połączeń międzysystemowych oraz opracowania szczegółowych zasad technicznych zostanie utworzona nowa struktura zarządzania w postaci Europejskiej Sieci Operatorów Sieci Wodorowych (ENNOH).

Obecnie trwają prace nad wypracowaniem stanowisk Parlamentu Europejskiego i Rady do ww. propozycji Komisji Europejskiej. Przyjęcie wszystkich aktów prawnych jest spodziewane na koniec 2023 r.

221 CEEnergy News, *European Commission to set up European Hydrogen Bank*, <https://ceenergynews.com/hydrogen/european-commission-to-set-up-european-hydrogen-bank/>

222 Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, Bruksela, dnia 15.12.2021 r. COM(2021) 804 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:52021PC0804>

223 Projekt dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, Bruksela, COM(2021) 803 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:52021PC0803>

## d. Unijna taksonomia

Skala inwestycji koniecznych do osiągnięcia celów wyznaczonych przez Europejski Zielony Ład wykracza poza możliwości sektora publicznego. Aby to ułatwić, niezbędne jest likwidacja na poziomie unijnym barier utrudniających przepływ kapitału z prywatnego sektora finansowego w kierunku inwestycji zrównoważony m.in. poprzez walkę z „pseudoeologicznym marketingiem”<sup>224</sup>. W tym celu w czerwcu 2020 r. przyjęto rozporządzenie parlamentu europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (tzw. unijna taksonomia). Wraz z wejściem w życie rozporządzenia powstał jednolity system klasyfikujący czy dana działalność gospodarcza jest zrównoważona środowiskowo. Aby działalność gospodarcza mogła zostać uznana za zrównoważoną wedle unijnej taksonomii konieczne jest wykazanie, że:

- przyczynia się ona do realizacji jednego z sześciu następujących celów środowiskowych:
  - a. łagodzenie zmian klimatu,
  - b. adaptacja do zmian klimatu,
  - c. zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich,
  - d. przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym,
  - e. zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola,
  - f. ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów,
- nie wyrządza „znaczej szkody” żadnemu z tych sześciu celów środowiskowych,
- odbywa się zgodnie z minimalnymi gwarancjami,
- spełnione zostały techniczne kryteria kwalifikacyjne ustalane przez Komisję w aktach delegowanych do unijnej taksonomii.

## e. Strategia Metanowa UE

Przyspieszenie działań dotyczących redukcji emisji metanu ma zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. Metan jest drugim co do wielkości czynnikiem po dwutlenku węgla przyczyniającym się do zmian klimatu, a ograniczenie jego emisji mogłoby istotnie złagodzić wzrost temperatury na świecie.

UE po raz pierwszy poruszyła kwestię emisji metanu w strategii przyjętej w 1996 r.<sup>225</sup> W kolejnych latach UE przyjęła inicjatywy regulacyjne, które przyczyniły się do redukcji emisji metanu w najważniejszych sektorach<sup>226</sup>. W październiku 2020 r. Komisja przedstawiła Komunikat Komisji dotyczący strategii UE na

224 National Law Review, *EU Parliament Adopts Sustainability Taxonomy Regulation to Fight Greenwashing*, <https://www.natlawreview.com/article/eu-parliament-adopts-sustainability-taxonomy-regulation-to-fight-greenwashing>

225 Dokument strategiczny na rzecz ograniczenia emisji metanu. Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego: COM(96) 557 final z 15 listopada 1996 r., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52020DC0663>.

226 Np. w sektorze odpadów – w odniesieniu do rozwiązania kwestii zarządzania składowiskiem, w tym gazem wysypiskowym – co przyczyniło się jednak również do zmniejszenia emisji metanu. Ponadto emisje metanu uwzględniono w wiążących krajowych celach w zakresie emisji gazów cieplarnianych, które to cele określono zgodnie z przepisami dotyczącymi wspólnego wysiłku redukcyjnego (decyzja nr 406/2009/WE).

rzecz ograniczenia emisji metanu<sup>227</sup>. W komunikacie przedstawiono strategię redukcji emisji metanu. Należy w niej kompleksowe ramy polityczne łączące konkretne działania międzysektorowe i działania sektorowe wewnątrz UE, a także propagujące podobne działania na arenie międzynarodowej. Choć w perspektywie krótkoterminowej strategia zachęca do podejmowania dobrowolnych i wdrażanych przez przedsiębiorstwa inicjatyw na poziomie globalnym w celu niezwłocznego zlikwidowania luki w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji, a także redukcji emisji metanu we wszystkich sektorach, przewiduje ona również konkretne wnioski ustawodawcze na szczeblu UE. Obecnie trwają zaawansowane prace nad rozporządzeniem metanowym - aktem prawnym mającym na celu ograniczenie emisji metanu w sektorach ropy naftowej, gazu i węgla. Projekt wprowadza obowiązek pomiarów, sprawozdawczości i weryfikacji emisji metanu, obowiązkowe wykrywanie i naprawę wycieków oraz zakaz upustów gazu i jego spalania w pochodni.

227 Komisja Europejska, Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu, Bruksela, COM/2020/663 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0663>

## Podsumowanie rozdziału

- » Obecny kryzys energetyczny uwidoczniał, iż dotychczasowe regulacje w tym obszarze nie były wystarczające i nie zbudowały odpowiednich zabezpieczeń w skali całej Unii Europejskiej na wypadek ograniczenia bądź przerwania dostaw gazu ziemnego przez zewnętrznego dostawcę.
- » Plan „REPowerEU”, będący odpowiedzią Komisji Europejskiej na kryzys energetyczny wywołany inwazją Rosji na Ukrainę określa środki i działania zmierzające do ograniczenia skutków kryzysu w perspektywie krótko i długoterminowej, z których najważniejsze to: oszczędność energii, dywersyfikacja kierunków dostaw surowców energetycznych, szybkie zastąpienie paliw kopalnych dzięki przyspieszeniu transformacji Europy w kierunku czystej energii oraz inteligentne inwestycje i reformy.
- » Jednym z najszybszych sposobów złagodzenia kryzysu energetycznego jest ograniczenie zużycia energii. Elektryfikacja gospodarki, zwiększenie efektywności energetycznej i wykorzystania gazów odnawialnych w przemyśle może pozwolić na oszczędność gazu ziemnego w wysokości 35 mld m<sup>3</sup> do 2030 roku (ponad to, co przewiduje „Fit for 55”). W komunikacie z 20 lipca 2022 r. pt. „Oszczędzamy gaz, by wystarczyło go w zimie”<sup>228</sup>, Komisja zaproponowała ponadto zmniejszenie zużycia gazu ziemnego o 15% w okresie od 1 sierpnia 2022 r. do 31 marca 2023 r.
- » Plany Komisji w zakresie dywersyfikacji importu energii zakładają pozyskanie w krótkim horyzoncie czasowym dodatkowych, jak największych ilości ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla kamiennego od alternatywnych wobec Rosji dostawców. Komisja zakłada m.in. zwiększenie dostaw gazu skroplonego (LNG) ze Stanów Zjednoczonych, Kanady i Norwegii, wzmocnienie współpracy z Azerbejdżanem, analizę potencjału eksportowego z Afryki Subsaharyjskiej, współpracę z największymi producentami gazu z Egiptu i Izraela, Bliskiego Wschodu i Australii oraz współpracę z nabywcami gazu takimi jak Japonia, Chiny i Korea<sup>229</sup>. Komisja stawia nacisk na także lepszą koordynację w zakresie pozyskiwania importowanego gazu za pośrednictwem Europejskiej Platformy Energetycznej UE.
- » Niski stan wypełnienia europejskich magazynów skłonił Komisję do wprowadzenia obowiązków ilościowych w zakresie magazynowania gazu. 1 lipca 2022 r. weszło w życie rozporządzenie zobowiązujące państwa członkowskie do zapełnienia magazynów gazu do 1 listopada każdego roku - co najmniej w 80% w 2022 r. oraz w co najmniej 90% w kolejnych latach. Cel ten został wypełniony na rok 2022.
- » Działania długoterminowe, zmierzające do przywrócenia równowagi na rynkach energii to odchodzenie od węgla i gazu oraz przyspieszenie zwiększenia udziału czystej energii w miksie energetycznym. Komisja proponuje podwyższenie celu określonego w ramach „Fit for 55” dla udziału odnawialnych źródeł energii z 40% do 45% do 2030 roku. Szczególną rolę w transformacji ma odegrać odnawialny wodór. Do 2030 roku produkcja wodoru wewnątrz Unii Europejskiej ma osiągnąć poziom 20 mln ton, a drugie tyle ma być importowane. Ostatecznie technologia wodorowa ma zastąpić zapotrzebowanie na gaz ziemny, węgiel i ropę naftową w przemyśle oraz transporcie.

228 Komisja Europejska, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 20 lipca 2022 r. „Oszczędzamy gaz, aby wystarczyło go w zimie”*, Bruksela, COM/2022/360 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0360&qid=1658479881117>

229 Komisja Europejska, *Factsheet; REPower the EU by engaging with energy partners in a changing world*, Bruksela, 2022.



- » Komisja Europejska, nowelizując unijną taksonomię (zmiana wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2023 r.) zamierza na pewien czas powrócić do wspierania produkcji gazu w UE, z uwagi na czas potrzebny na pełne zastąpienie rosyjskiego surowca, jednak tylko w odniesieniu do trzech rodzajów działalności - kogeneracji, elektrowni gazowych i ciepła sieciowego i przy spełnieniu ścisłych kryteriów, z drugiej zakreśla horyzont czasowy wykorzystywania gazu ziemnego w transformacji – rok 2035. W międzyczasie gaz ziemny powinien zostać w znacznym stopniu zastąpiony przez odnawialny wodór.
  
- » Mimo że kryzys energetyczny się nie skończył, ceny gazu w UE sukcesywnie spadają od sierpnia br., przyczyn tego stanu rzeczy należy upatrywać w osiągnięciu celów w zakresie zapełnienia magazynów gazu (przystąpienie do realizacji tego celu przez państwa członkowskie wpłynęło na wysoki popyt i wzrost cen), utrzymywaniu się stosunkowo wysokich temperatur, oszczędzania energii i spowolnienia gospodarczego (według danych Komisji Europejskiej popyt na gaz w Europie w sierpniu i wrześniu obniżył się o 15 procent w stosunku do średniej z ostatnich 5 lat), częściowej dywersyfikacji dostaw oraz zastosowaniu innych środków zaproponowanym przez Komisję w ostatnich miesiącach. Nie należy jednak traktować tego zjawiska jako końca kryzysu na rynku energii, zapełnienie magazynów na kolejny sezon bez udziału gazu z Rosji będzie wyzwaniem dla Europy i prawdopodobnie znów doprowadzi do znacznych podwyżek cen gazu. Stąd należy mieć na uwadze, że tylko realizacja celów długoterminowych, w tym przede wszystkim wykorzystywanie odnawialnego wodoru na szeroką skalę z zachowaniem dywersyfikacji dostaw może być kierunkiem ku równowadze na rynku energii.

# 4 ROZDZIAŁ

## Alternatywne wobec Rosji źródła dostaw gazu do UE

## 4.1. Dostawcy europejscy

Norwegia i Wielka Brytania to dwa państwa – producenci gazu ziemnego znajdujący się w bezpośrednim sąsiedztwie Unii Europejskiej. Należące do nich złoża gazu ziemnego rozlokowane są pod dnem Morza Północnego i Morza Norweskiego. Zasoby obu akwenów są infrastrukturalnie bardzo dobrze połączone z rynkami państw Unii Europejskiej. Oba państwa są właściwie częścią europejskiego regionu handlowego w pełni uczestnicząc w obrocie paliwem gazowym. Rozpatrując problem bezpieczeństwa zewnętrznych dostaw gazu do UE, import realizowany z Norwegii czy Wielkiej Brytanii nie jest obciążony ryzykami geopolitycznymi. Oba wymienione państwa są bowiem stronami Sojuszu Północnoatlantyckiego oraz członkami NATO. Współtworzą więc euroatlantycką architekturę bezpieczeństwa. Wielka Brytania jest dodatkowo mocarstwem nuklearnym i stałym członkiem Rady Bezpieczeństwa ONZ.

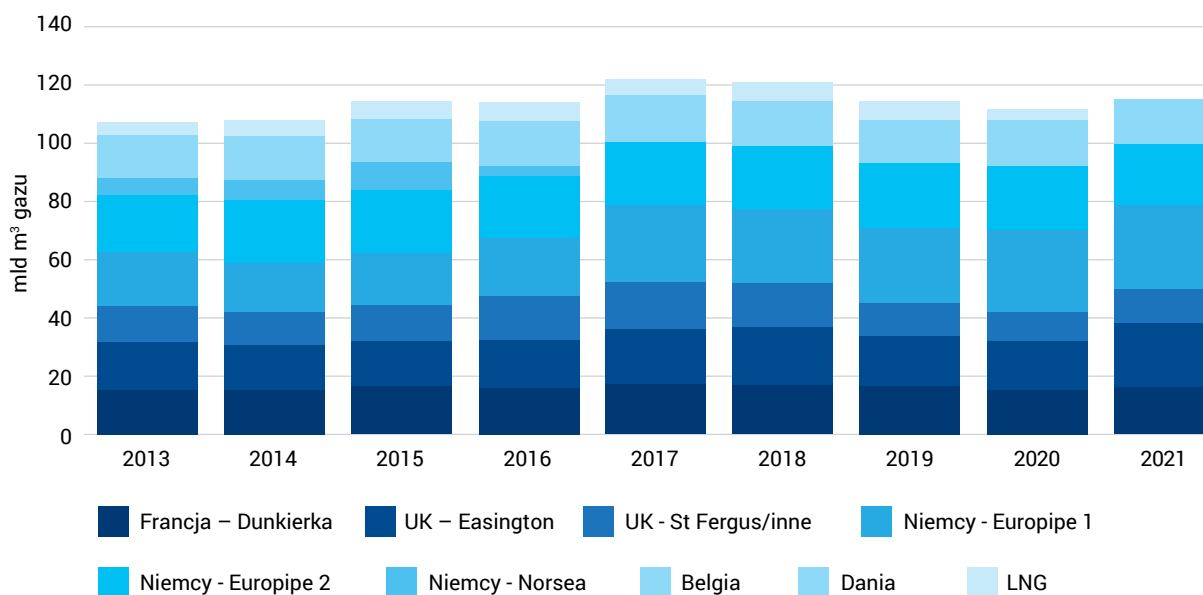
### a. Norwegia

Norwegia jest trzecim po Federacji Rosyjskiej i Katarze największym eksporterem gazu na świecie. W 2021 r. wydobyte prowadzono na 94 złożach rozmieszczonych na Morzu Północnym (71), na Morzu Norweskim (21) i na Morzu Barentsa<sup>230</sup>. Głównym rynkiem zbytu dla norweskiego gazu jest kontynentalna Europa i Wielka Brytania, gdzie trafia 95% eksportu. W ostatnich latach dostawy z Norwegii pokrywały od 20% do 25% zapotrzebowania Unii Europejskiej na gaz. Głównymi odbiorcami norweskiego gazu w UE są Niemcy, Francja i Belgia<sup>231</sup>. Dostawy gazu ze złóż norweskich do UE utrzymują się od wielu lat na stabilnym poziomie przekraczającym 100 mld m<sup>3</sup>, co ukazuje poniższy wykres:

230 Norsk Petroleum, *Exports of oil and gas*, <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>

231 Reuters, *Norway to supply more gas to Europe this summer*, <https://www.reuters.com/business/energy/norways-equinor-raise-gas-output-major-fields-2022-03-16/>

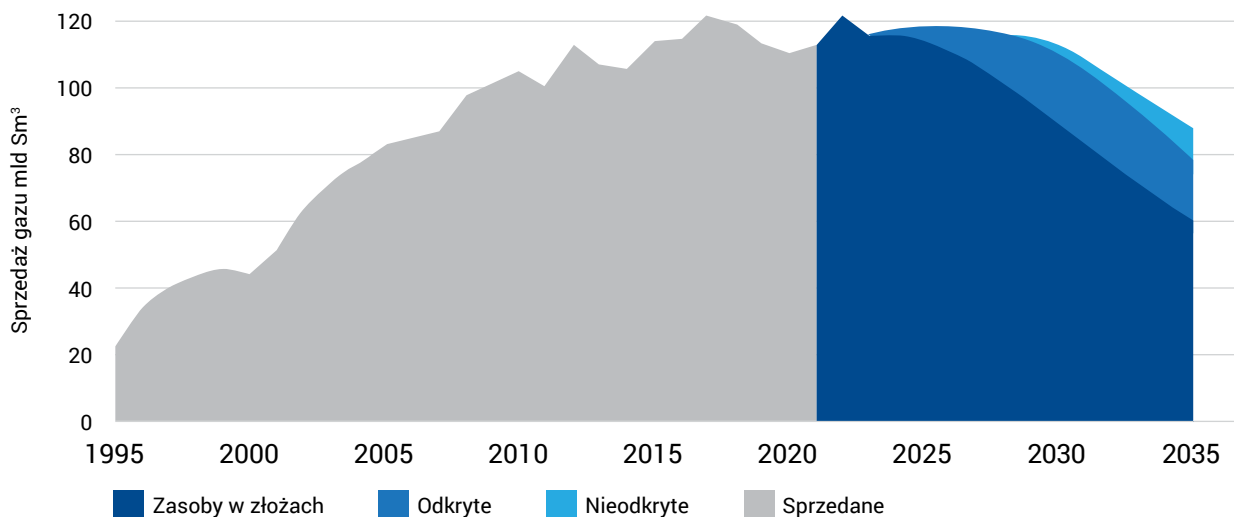
RYS. 31. **EKSPORT NORWESKIEGO GAZU ZIEMNEGO W LATACH 2013-2021 WEDŁUG PIERWSZEGO PUNKTU DOSTAWY**



Źródło: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>

Według norweskich władz posiadane zasoby gazu zostały wyczerpane w 40%. Pozostałe rezerwy wynoszące 1,4 bln m<sup>3</sup><sup>232</sup> pozwolą natomiast na utrzymanie dotychczasowego poziomu produkcji i eksportu przez najbliższe 15–20 lat<sup>233</sup>.

RYS. 32. **OCZEKIWANE WIELKOŚCI SPRZEDAŻY GAZU ZE ŹRÓDŁ NORWESKICH W LATACH 1995-2035**



Źródło: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>

Pozyskanie dodatkowych wolumenów gazu ziemnego z Norwegii do UE zależy oczywiście od zasobności złóż i możliwości zwiększenia wydobycia ale także od woli politycznej skandynawskiego partnera.

232 BP, *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*, s. 34.

233 *Exports of oil and gas*, op. cit.

23 czerwca 2022 r. wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej Frans Timmermans i komisarz ds. energii Kadri Simson uzgodnili z norweskim ministrem ds. ropy naftowej i energii Terje Aasland dalsze zacieśnianie ścisłej współpracy między UE a Norwegią w dziedzinie energetyki, a szczególnie w kontekście zapewnienia długoterminowych dostaw ropy i gazu ziemnego do UE. Podkreślono przy tym, że "(...) Norwegia posiada jeszcze znaczne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego i może, dzięki ciągłym poszukiwaniom, nowym odkryciom i rozwojowi pól, nadal być dużym dostawcą dla Europy również w dłuższej perspektywie po 2030 r. UE wspiera dalsze poszukiwania i inwestycje Norwegii mające na celu dostarczanie ropy i gazu na rynek europejski". Oceniono także, że dzięki utrzymującej się dużej wydajności wydobycia na złożach norweskich, jeszcze w 2022 r. do UE może dotrzeć dodatkowo 100 TWh gazu, czyli ok. 9,5 mld m<sup>3</sup> <sup>234</sup>.

## b. Wielka Brytania

Zjednoczone Królestwo przed wystąpieniem z Unii Europejskiej było największym producentem gazu ziemnego we Wspólnocie. Z brytyjskich złóż znajdujących się pod dnem Morza Północnego w 2019 r. wydobyto 39,5 mld m<sup>3</sup> gazu. Brytyjskie złoża gazu ziemnego na koniec 2020 r. wynosić miały natomiast ok. 200 mld m<sup>3</sup> <sup>235</sup>.

Pomimo posiadanych zasobów własnych i prowadzonego wydobycia, Wielka Brytania od 2004 r. jest importermem gazu ziemnego netto. Jest to konsekwencja utrzymywania się długoterminowego trendu spadkowego w wydobyciu gazu ziemnego utrzymującego się od początku XXI wieku. Licząc od szczytu wydobycia z 2000 r. produkcja brytyjska obniżyła się o 65% do 2019 r. Gaz ziemny odpowiada natomiast za 29% produkowanej energii w Wielkiej Brytanii, zajmując drugie po ropie naftowej miejsce w miksie energetycznym tego kraju. W przypadku wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe stanowi natomiast 40% produkcji. Posiada również kluczowe znaczenie dla ogrzewania gospodarstw domowych oraz budynków użyteczności publicznej.

Surowiec pochodzący z importu w 2020 odpowiadał za 52% dostaw zrealizowanych do Wielkiej Brytanii. Podobnie jak w przypadku wielu innych państw europejskich, gaz do Zjednoczonego Królestwa docierał także z Federacji Rosyjskiej. Wielka Brytania nie może być więc postrzegana jako istotny dostawca gazu ziemnego do Unii Europejskiej. Jest ona natomiast istotnym elementem europejskiego rynku gazu ziemnego, który bierze udział w obrocie tym surowcem w skali kontynentalnej.

Wielka Brytania ma drugą co do wielkości infrastrukturę regazyfikacyjną dla LNG w Europie po Hiszpanii. Na wybrzeżach Wysp Brytyjskich funkcjonują trzy terminale LNG o łącznej rocznej przepustowości 56,1 mld m<sup>3</sup>. W związku z tym Wielka Brytania odegrała kluczową rolę w dostawach gazu do Europy w I kwartale 2022 r. Brytyjski eksport gazu do UE we wspomnianym okresie wzrósł dwukrotnie. Dostawy były realizowane przy wykorzystaniu połączeń międzysystemowych z Belgią i Holandią <sup>236</sup>. Pierwszy z nich to uruchomiony w 1998 r. rurociąg między Bacton w Wielkiej Brytanii a Zeebrugge w Belgii. Pozwala on na przesłanie 27 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego <sup>237</sup>.

Wielka Brytania może więc pełnić dla UE rolę infrastrukturalnej bramy, przez którą mogą być realizowane dostawy gazu pochodzące z różnych alternatywnych wobec Rosji źródeł.

234 Komisja Europejska, *Joint EU-Norway statement on strengthening energy cooperation*, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/STATEMENT\\_22\\_3975](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/STATEMENT_22_3975)

235 BP, *Statistical Review...*, op. cit., 2021, s. 34.

236 Department for Business, Energy & Industrial Strategy, *Statistical Release 30 June 2022*, s. 9, [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1086781/Energy\\_Trends\\_June\\_2022.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1086781/Energy_Trends_June_2022.pdf)

237 Fluxys, *Interconnector started operations in October 1998*, <https://www.fluxys.com/en/company/interconnector-uk/infrastructure>



## 4.2. Dostawcy z Ameryki Północnej i Karaibów

Produkcja gazu ziemnego w Ameryce Północnej od wielu lat znajduje się w trendzie wzrostowym. Wydobycie tego surowca koncentruje się przede wszystkim na terenie trzech państw: Stanów Zjednoczonych, Kanady i Meksyku. W 2011 r. łączne ich wydobycie osiągnęło poziom 820,5 mld m<sup>3</sup> by po dziesięciu latach wzrosnąć do 1 138,5 mld m<sup>3</sup> gazu w 2021 r. – jest to wzrost o 28%<sup>238</sup>. Znaczące wydobycie gazu ma także miejsce w leżącym u wybrzeży Ameryki Południowej wyspiarskim państwie Trynidad i Tobago. Jednak w przypadku tego producenta wydobycie w tym samym okresie obniżyło się z poziomu 38,7 mld m<sup>3</sup> do 24,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie<sup>239</sup>.

### a. Stany Zjednoczone

USA wydobywają najwięcej gazu ziemnego na świecie. Znajduje się tam 79% wszystkich potwierdzonych złóż gazu ziemnego oraz 76% wydobycia na kontynencie północnoamerykańskim. Do końca pierwszej dekady XXI wieku Stany Zjednoczone były importerem netto gazu ziemnego poprzez gazociągi z dwoma sąsiednimi państwami: Meksykiem i Kanadą. Rosnące potrzeby energetyczne gospodarki amerykańskiej, którym towarzyszyło stopniowe odchodzenie od węgla jako źródła paliwa do produkcji energii, stworzyły potrzebę zwiększenia możliwości importu gazu ziemnego do Stanów Zjednoczonych. Najlepszym z ekonomicznego i logistycznego punktu widzenia sposobem zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju był import gazu skroplonego od różnych dostawców obecnych na rynku globalnym. Tzw. „rewolucja łupkowa”, która miała miejsce pod koniec pierwszej dekady XXI wieku spowodowała upowszechnienie procesu szczelinowania hydraulicznego, który udostępnił gospodarce amerykańskiej niedostępne do tej pory zasoby gazu uwięzionego w formacjach łupkowych. Mimo że potwierdzone zasoby gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych są mniejsze niż w Rosji, to amerykańskie wydobycie w 2021 r. osiągając poziom 934, 2 mld m<sup>3</sup> przewyższyło rosyjską produkcję o 232,5 mld m<sup>3</sup><sup>240</sup>. O lepszej efektywności amerykańskiego gazownictwa decyduje inny od rosyjskiego model gospodarczy, czyli prywatna własność i konkurencja w sektorze gazowniczym. USA posiadają także największy na świecie rynek kapitałowy, dzięki któremu gospodarka amerykańska bez problemu radzi sobie z finansowaniem nowego wydobycia

238 BP, *Statistical Review of World Energy 2022 | 71st edition*, s. 29.

239 Ibidem, s. 29.

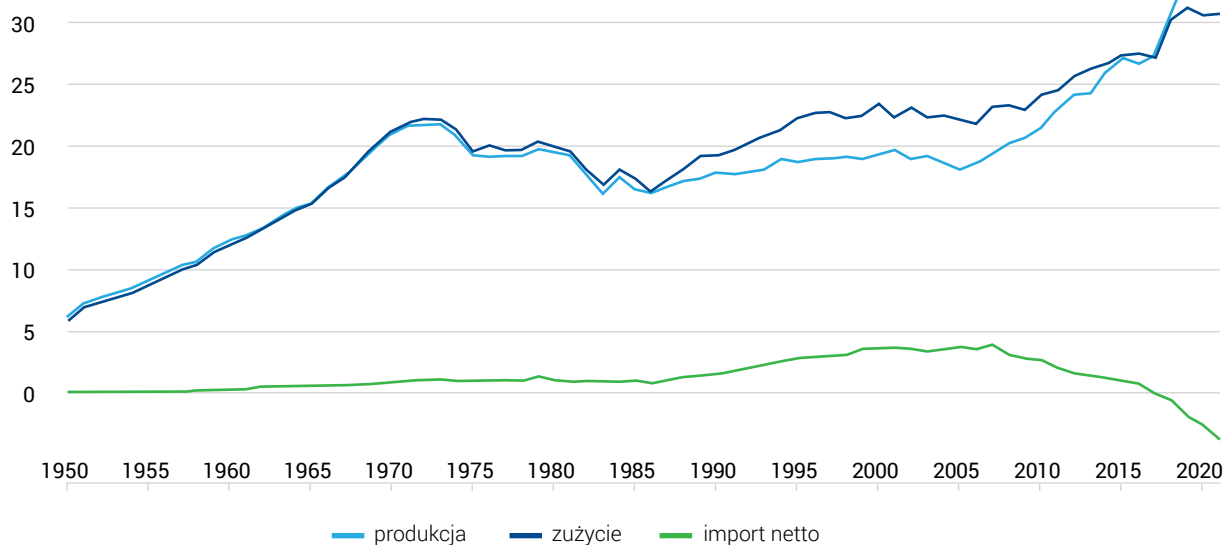
240 Ibidem, s. 29.



gazu ziemnego, czego nie można powiedzieć o gospodarce rosyjskiej<sup>241</sup>.

### RYS. 33. DYNAMIKA AMERYKAŃSKIEGO IMPORTU I EKSPORTU LNG LATACH 1950-2021

bilion stóp sześciennych



Źródło: EIA, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php>

W konsekwencji gwałtownego rozwoju produkcji Stany Zjednoczone stały się w drugiej dekadzie XXI w. eksporterem netto gazu ziemnego<sup>242</sup>. Rozległa sieć gazociągów łączących złoża łupkowe z instalacjami skraplającymi na Wschodnim Wybrzeżu i w Zatoce Meksykańskiej umożliwia obecnie wprowadzanie amerykańskiego gazu na globalny rynek w postaci skroplonej – LNG. Aktualnie Stany Zjednoczone są nie tylko największym producentem gazu ziemnego na świecie, ale stały się również największym producentem i czołowym eksporterem LNG. Rynkiem, na którym koncerny amerykańskie lokują coraz większe ilości gazu ziemnego, jest Unia Europejska. Między kwietniem 2016 r. a styczniem 2022 r. odbiorcy z UE zaimportowali łącznie 64 mld m<sup>3</sup> amerykańskiego gazu.

241 Więcej na temat rynków kapitałowych m.in. w: McKinsey Global Institute, *\$118 Trillion and Counting: Taking Stock of the World's Capital Markets*, [https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Featured%20Insights/Global%20Capital%20Markets/118%20trillion%20and%20counting/MGL118\\_trillion\\_and\\_counting\\_Taking\\_stock\\_of\\_capital\\_markets\\_Full\\_Report.ashx](https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Featured%20Insights/Global%20Capital%20Markets/118%20trillion%20and%20counting/MGL118_trillion_and_counting_Taking_stock_of_capital_markets_Full_Report.ashx); SIFMA, *2022 Capital Markets Fact Book*, July 2020, <https://www.sifma.org/wp-content/uploads/2022/07/CM-Fact-Book-2022-SIFMA.pdf>

242 Strauss Center, *The U.S. Shale Revolution*, <https://www.strausscenter.org/energy-and-security-project/the-u-s-shale-revolution/>

TAB. 9. HANDEL GAZEM SKROPLONYM USA – UE W LATACH 2019-2021

	2019	2020	2021
<b>Wolumen dostaw LNG z USA</b>	14,2 mld m <sup>3</sup>	18,7 mld m <sup>3</sup>	22,2 mld m <sup>3</sup>
<b>Wzrost importu z USA do UE</b>	16%	22%	28%
<b>Liczba statków z LNG rozładowanych w UE</b>	154	201	248

Źródło: European Commission UE-US LNG TRADE

Przekształcenie Stanów Zjednoczonych z importera netto w eksportera netto gazu ziemnego doprowadziło w konsekwencji do przekształcenia instalacji regazyfikacyjnych w instalacje skraplania gazu ziemnego. Dzięki temu kraj ten mógł sprzedawać swój gaz ziemny na całym świecie w postaci LNG transportowanego na statkach oceanicznych. Obecnie cała amerykańska infrastruktura eksportowa LNG znajduje się w dwóch regionach: Zatoce Meksykańskiej, w pobliżu geologicznych formacji łupkowych Haynesville, Barnett, Eagle Ford, Fayetteville i Basen Permski, oraz na Wschodnim Wybrzeżu, w pobliżu ogromnych złóż łupkowych Marcellus i Utica<sup>243</sup>. Jednym z największych atutów wybrzeża Zatoki Meksykańskiej jako centrum gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych jest obfitość naturalnych kawern solnych, które są wykorzystywane do przechowywania tego surowca<sup>244</sup>. Kolejną zaletą wybrzeża Zatoki Meksykańskiej jest rozległa sieć gazociągów zlokalizowanych w tym regionie, z których wiele zbiega się w Henry Hub w Erath w stanie Luizjanie, punkcie, który dał nazwę słynnemu benchmarkowi cenowemu na rynku gazu ziemnego<sup>245</sup>. Z drugiej strony, lokalizacja na Wschodnim Wybrzeżu korzysta z połączenia z kanadyjskimi rurociągami, zwiększając w ten sposób dostawy dostępne w regionie<sup>246</sup>.

Według stanu na sierpień 2022 r. w Stanach Zjednoczonych działało siedem instalacji do skraplania LNG, których łączna zdolność eksportowa wynosiła 144,6 mld m<sup>3</sup><sup>247</sup>. Największym zakładem skraplania jest Sabine Pass w Luizjanie z sześcioma liniami o łącznej zdolności 47,74 mld m<sup>3</sup><sup>248</sup>. Sabine Pass jest własnością i jest obsługiwany przez amerykańską firmę Cheniere Energy, która jest największym niepaństwowym producentem LNG na świecie<sup>249</sup>. Spółka ta ma w swoim portfelu również drugi co do wielkości zakład skraplania w USA, w Corpus Christi w Teksasie z trzema liniami o łącznej wydajności 25,11 m<sup>3</sup><sup>250</sup>. Trzecim pod względem wielkości obiektem skraplającym w USA jest Freeport w Teksasie o wydajności

243 Międzynarodowa Agencja Energii, *Maps: Oil and Gas Exploration, Resources, and Production*, <https://www.eia.gov/maps/maps.htm>

244 US Department of Transportation, *Fact Sheet: Underground Natural Gas Storage Caverns*, <https://www.phmsa.dot.gov/pipeline/underground-natural-gas-storage/fact-sheet-underground-natural-gas-storage-caverns>

245 CME Group, *Understanding Henry Hub*, <https://www.cmegroup.com/education/courses/introduction-to-energy/introduction-to-natural-gas/understanding-henry-hub.html>

246 Canada Energy Regulator, *Natural Gas Pipeline Transportation System*, <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/facilities-we-regulate/canadas-pipeline-system/2021/natural-gas-pipeline-transportation-system.html>

247 S. Disavino, *Firms make deals to boost LNG exports 60% from U.S., Canada, Mexico*, <https://www.reuters.com/markets/commodities/firms-make-deals-boost-lng-exports-60-us-canada-mexico-2022-08-23/>

248 Cheniere, *We are US LNG*, <https://www.cheniere.com/about>, 2022 r.

249 Ibidem.

250 Ibidem.

22,42 mld m<sup>3</sup>, prowadzony przez większościowego udziałowca Freeport LNG Development<sup>251</sup>. Następnym w kolejności obiektem jest Cameron w Luizjanie o wydajności 20,6 mld m<sup>3</sup>, prowadzony przez Cameron LNG, podmiot stanowiący współwłasność Sempra Energy (50,2%), TotalEnergies (16,6%), Mitsui & Co (16,6%) oraz Mitsubishi/NYK (16,6%)<sup>252</sup>. Po nim jest Calcasieu Pass, również w Luizjanie, należący i obsługiwany przez Venture Global LNG, o wydajności 8,55 mld m<sup>3</sup> oraz druga linia, której ukończenie planowane jest na IV kwartał 2022 r. i powiększenie całkowitej wydajności do 17,10 mld m<sup>3</sup><sup>253</sup>. Na Wschodnim Wybrzeżu znajdują się dwa obiekty: Cove Point w Maryland może pochwalić się 10,78 mld m<sup>3</sup> skraplania, a jego operatorem jest spółka BHE GT&S należąca do Berkshire Hathaway i stanowiąca współwłasność Dominion Energy i Brookfield Asset Management; natomiast Elba Island w Georgii posiada 5,52 mld m<sup>3</sup>, a jej właścicielem i operatorem jest spółka joint venture Kinder Morgan (51%) i EIC Global Energy Partners (49%)<sup>254</sup>. Wyraźnie widać, że amerykański rynek LNG jest zdominowany przez lokalnych graczy, a Mitsui & Co, Mitsubishi/NYK i TotalEnergies to jedyne podmioty zagraniczne posiadające udziały własnościowe w już istniejącej infrastrukturze skraplania.

W Stanach Zjednoczonych kilka projektów jest obecnie w fazie realizacji. Wspomniana wcześniej druga linia Calcasieu Pass w Luizjanie ma zostać ukończona w IV kwartale 2022 r., co zwiększy zdolności skraplania tego obiektu o 8,27 mld m<sup>3</sup><sup>255</sup>. Golden Pass w Teksasie to wspólne przedsięwzięcie QatarEnergy (70%) i ExxonMobil (30%), a ukończenie trzech linii o wydajności 8,32 mld m<sup>3</sup> każda planowane jest do 2024 roku<sup>256</sup>. Jeśli zostanie ukończony, Golden Pass stanie się trzecim co do wielkości zakładem skraplania LNG w Stanach Zjednoczonych. Istnieją również dwie inne instalacje do skraplania LNG realizowane obecnie na wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej: Plaquemines w Luizjanie o planowanej zdolności skraplania 18,38 mld m<sup>3</sup>, realizowana przez Venture Global LNG planowana do ukończenia w 2024 r., oraz Corpus Christi Liquefaction Etap 3, rozbudowa o 15,8 mld m<sup>3</sup> należącej do Cheniere Energy instalacji skraplania w Corpus Christi, której ukończenie planowane jest na 2025 r.

Oprócz nich, w Stanach Zjednoczonych planowanych jest również 13 projektów skraplania LNG, których jeszcze nie rozpoczęto, ale zostały one już zatwierdzone przez władze federalne<sup>257</sup>. W Stanach Zjednoczonych projekty LNG muszą uzyskać dwa podstawowe zestawy zezwoleń regulacyjnych, aby ruszyć, tj. pozwolenie na budowę i zgodę środowiskową od Federalnej Komisji Regulacji Energetyki, urzędu odpowiedzialnego za wydawanie zezwoleń na lokalizację i budowę lądowych i przybrzeżnych obiektów importu lub eksportu LNG zgodnie z rozdz. 3 Ustawy o gazie ziemnym, a także zgodę na eksport LNG od Departamentu Energii USA<sup>258</sup>. Projekty morskie wymagają zezwolenia Amerykańskiej Administracji Morskiej<sup>259</sup>. Prawie wszystkie z zatwierdzonych projektów będą zlokalizowane na wybrzeżu

251 Freeport LNG, *Freeport LNG: Taking U.S. Natural Gas Global*, <https://freeportlng.com/about/about-overview>

252 NYK Line, *Cameron LNG Train 3 Begins Commercial Operation*, [https://www.nyk.com/english/news/2020/20200811\\_01.html](https://www.nyk.com/english/news/2020/20200811_01.html)

253 Venture Global LNG, *Calcasieu Pass*, <https://venturegloballng.com/project-calcasieu-pass/>

254 BHE GT&S, *Cove Point LNG*, <https://www.bhegts.com/our-businesses/cove-point-LNG>

255 Venture Global LNG, *Calcasieu Pass*, <https://venturegloballng.com/project-calcasieu-pass/>

256 Golden Pass LNG, *About Golden Pass*, <https://www.goldenpasslng.com/about/about-golden-pass>

257 FERC, *LNG – Existing and Proposed Terminals*, <https://www.ferc.gov/natural-gas/lng>

258 Section 3 of the Natural Gas Act (NGA) (15 U.S.C. § 717b)

259 US Department of Transportation, *LNG Regulatory Documents*, <https://www.phmsa.dot.gov/pipeline/liquified-natural-gas/lng-regulatory-documents>

Zatoki Meksykańskiej. Największy z nich to Driftwood LNG w Luizjanie o planowanej zdolności skraplania 38,06 mld m<sup>3</sup>, realizowany przez Tellurian<sup>260</sup>. Następny w kolejności to Rio Grande LNG w Teksasie o planowanej wydajności 37,23 mld m<sup>3</sup>, realizowane przez NextDecade<sup>261</sup>. Jedynym projektem planowanym na zachodnim wybrzeżu Stanów Zjednoczonych jest Alaska LNG, realizowany przez państwową spółkę Alaska Gasline Development Corporation, którego zdolność skraplania ma wynosić 27,58 mld m<sup>3</sup><sup>262</sup>.

## b. Kanada

W sąsiedniej Kanadzie również znajdują się ogromne ilości gazu ziemnego - pola gazowe rozciągające się od Kolumbii Brytyjskiej do Alberta i Saskatchewan zajmują czwarte miejsce pod względem wielkości wydobycie gazu ziemnego na świecie, wyprzedzają je jedynie wspomniane Stany Zjednoczone, Rosja i Iran. Choć produkcja gazu ziemnego w Kanadzie jest imponująca, kraj ten nie posiada własnej infrastruktury do wyprowadzania tego surowca na rynek zewnętrzny. Dlatego też zdolność Kanady do eksportu gazu ziemnego pozostaje w rzeczywistości funkcją zdolności skraplania gazu przez Stany Zjednoczone.

Jeśli chodzi o produkcję gazu ziemnego, Kanada zajmuje czwarte miejsce na świecie i drugie w Ameryce Północnej<sup>263</sup>. Prawie cała produkcja pochodzi z trzech prowincji, z których największą jest Alberta, a następnie Kolumbia Brytyjska i Saskatchewan<sup>264</sup>. Kraj ten był historycznie eksporterem netto gazu ziemnego do Stanów Zjednoczonych, transportowanego siecią rurociągów. Ta dynamika zmieniła się pod koniec pierwszej dekady XXI wieku w następstwie wspomnianej rewolucji łupkowej. Choć Kanada nadal sprzedaje gaz ziemny na rynek amerykański, to łączna wielkość eksportu jest niższa niż dziesięć lat temu<sup>265</sup>. Co ważne, na dzień dzisiejszy w Kanadzie nie ma działających instalacji do skraplania LNG. Teoretycznie istniejąca sieć gazociągów umożliwia przesyłanie kanadyjskiego gazu ziemnego do instalacji skraplających w Stanach Zjednoczonych, z których najbliższą jest Cove Point w stanie Maryland. Jednak bezpośrednia sprzedaż kanadyjskiego gazu ziemnego w celu przekształcenia go w LNG ma miejsce rzadko, jeśli w ogóle. Wynika to ze znacznych kosztów transportu, z powodu konieczności przemieszczenia surowca na duże odległości gazociągiem<sup>266</sup>. Nie oznacza to jednak, że kanadyjski gaz ziemny nie ma wpływu na światowe rynki energetyczne. Produkcja w Kanadzie jest dobrze połączona z amerykańskim systemem gazociągów i jako taka stanowi ważną część dostaw na amerykańskim rynku gazu ziemnego. Dlatego każda zmiana w wielkości kanadyjskiego eksportu zakłóca równowagę popytu i podaży w USA i może prowadzić do wahań cen. Te z kolei mogą wpływać na to, jaka ilość amerykańskiego gazu jest wysyłana za granicę. Ponadto kanadyjski surowiec może być również mieszany z amerykańskim, przeznaczonym na eksport LNG.

260 Driftwood LNG, *Driftwood LNG At-A-Glance*, <http://driftwoodlng.com>

261 NextDecade, *Rio Grande LNG*, <https://www.next-decade.com/rio-grande-lng/>

262 Alaska LNG, *Project Overview*, <https://alaska-lng.com/project-overview/>

263 BP, *Statistical Review of World Energy 70th Edition*, 2021, op. cit. s. 34.

264 CAPP, *Canada Oil and Natural Gas Production*, <https://www.capp.ca/economy/canadas-oil-and-natural-gas-production>

265 Międzynarodowa Agencja Energii, *U.S. Natural Gas Imports by Point of Entry*, [https://www.eia.gov/dnav/ng/NG\\_MOVE\\_POE1\\_DCU\\_NUS-NCA\\_M.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_MOVE_POE1_DCU_NUS-NCA_M.htm)

266 R. Lassander, G. Swindle, *Natural Gas Trading in North America*, Princeton, 2018, s. 81-90.

Budowa własnych instalacji do skraplania gazu w Kanadzie stanowiłaby przełom w północnoamerykańskim sektorze oil & gas. Infrastruktura ta nie tylko umożliwiłaby Kanadzie sprzedaż bezpośrednio na rynki światowe, ale także prawdopodobnie zachęciłaby krajowych producentów do zwiększenia produkcji. W chwili obecnej w Kanadzie budowane są dwa zakłady skraplania gazu. Jednym z nich jest LNG Canada w Kolumbii Brytyjskiej o planowanej zdolności skraplania 19,31 mld m<sup>3</sup>, której ukończenie planowane jest na 2025 r.<sup>267</sup>. LNG Canada to międzynarodowe joint venture Shell (40%), PETRONAS (25%), PetroChina (15%), Mitsubishi Corporation (15%) i KOGAS (5%)<sup>268</sup>. Drugi projekt to Woodfibre LNG, również w Kolumbii Brytyjskiej, o planowanej zdolności skraplania 2,9 mld m<sup>3</sup>, z planowanym ukończeniem w 2027 r.<sup>269</sup> Projekt ten jest realizowany przez kanadyjską firmę Pacific Energy<sup>270</sup>.

### c. Meksyk

Ostatnim największym producentem gazu ziemnego w Ameryce Północnej jest Meksyk, zajmujący czwarte miejsce w regionie pod względem wielkości wydobycia. Jak na razie Meksyk nie odgrywa znaczącej roli na światowym rynku LNG, jednak w najbliższych latach może się to zmienić. Choć perspektywy zwiększenia krajowej produkcji surowca w tym kraju są ograniczone, to bliskość Basenu Permskiego w Teksasie, gdzie wydobywa się gaz, stanowi dla tego kraju szansę biznesową. Dzięki swojemu położeniu geograficznemu Meksyk może stać się eksporterem netto LNG po zbudowaniu infrastruktury niezbędnej do zwiększenia eksportu z Basenu Permskiego do reszty świata. Ambicje kraju w tej dziedzinie potwierdzają trwające budowy dwóch terminali LNG: Vista Pacifico Sempra Infrastructure zlokalizowany w Topolobampo w stanie Sinaloa oraz Mexico Pacific Ltd. przewidziany w miejscowości Puerto Libertad w stanie Sonora<sup>271</sup>. Dodatkowo Sempra Energy realizuje inwestycję w trzeci meksykański terminal Energia Costa Azul zlokalizowany w stanie Baja California, którego działalność będzie nastawiona na obsługę rynku w amerykańskiej Kalifornii<sup>272</sup>.

### d. Trinidad i Tobago

W regionie karaibskim jedynym producentem i jednocześnie eksporterem gazu ziemnego jest wyspiarskie państwo Trinidad i Tobago. Wydobycie gazu w tym państwie liczone od 2011 r., kiedy osiągnęło poziom 38,7 mld m<sup>3</sup>, niestety systematycznie się obniża. W 2021 r. produkcja gazu wyniosła 24,7% co oznacza jej obniżenie w stosunku do 2011 r. o ok. 36%<sup>273</sup>. Taki sam trend odnotowywany jest także w przypadku eksportu gazu ziemnego który w tym samym dziesięcioleciu obniżył się z poziomu

267 A. Rinke, S. Scherer, *Germany touts possible 'major role' for Canadian LNG in shift away from Russia*, <https://www.reuters.com/business/energy/canadian-lng-could-play-major-role-germanys-shift-russian-gas-scholz-2022-08-23/>

268 Shell, *LNG Canada*, <https://www.shell.com/about-us/major-projects/lng-canada.html>

269 Woodfibre LNG, *About Woodfibre LNG*, <https://woodfibrelng.ca/about-woodfibre/>

270 Ibidem.

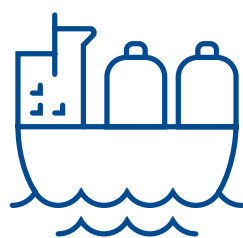
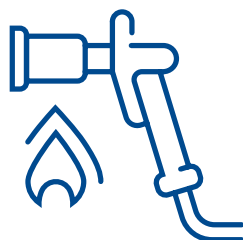
271 J. Dick, *Offtaker interest heating up for Mexico LNG projects*, <https://www.naturalgasintel.com/offtaker-interest-heating-up-for-mexico-lng-projects/>

272 C. Evans, *Sempra looking to add second LNG project on Mexico's west coast*, <https://www.naturalgasintel.com/sempra-looking-to-add-second-lng-project-on-mexicos-west-coast/>

273 BP, *Statistical Review of World Energy 2022 | 71st edition op cit.*, s.29.

18,2 mld m<sup>3</sup> do 9,1 mld m<sup>3</sup> <sup>274</sup>. Trinidad i Tobago wybudował swój pierwszy terminal skraplający gaz - Atlantic LNG, w latach 90. XX w., a następnie rozbudował jego moce do 20,69 mld m<sup>3</sup> <sup>275</sup>. Atlantic LNG jest przedsięwzięciem joint venture National Gas Company of Trinidad and Tobago, BP, Shell i CIC<sup>276</sup>.

Gaz skroplony z Trinidadu i Tobago w latach 2021-2022 eksportowany był do 23 krajów z całego Świata. W okresie tym największym rynkiem zbytu dla karaibskiego LNG była Azja, w której ulokowano 26,6% sprzedaży. Na drugim miejscu znalazły się natomiast rynki europejskie z udziałem na poziomie 24,3%<sup>277</sup>.



274 Ibidem, s. 35.

275 Atlantic LNG, *Atlantic at a glance*, <https://atlanticlng.com/about-us/atlantic-at-a-glance/>

276 Ibidem.

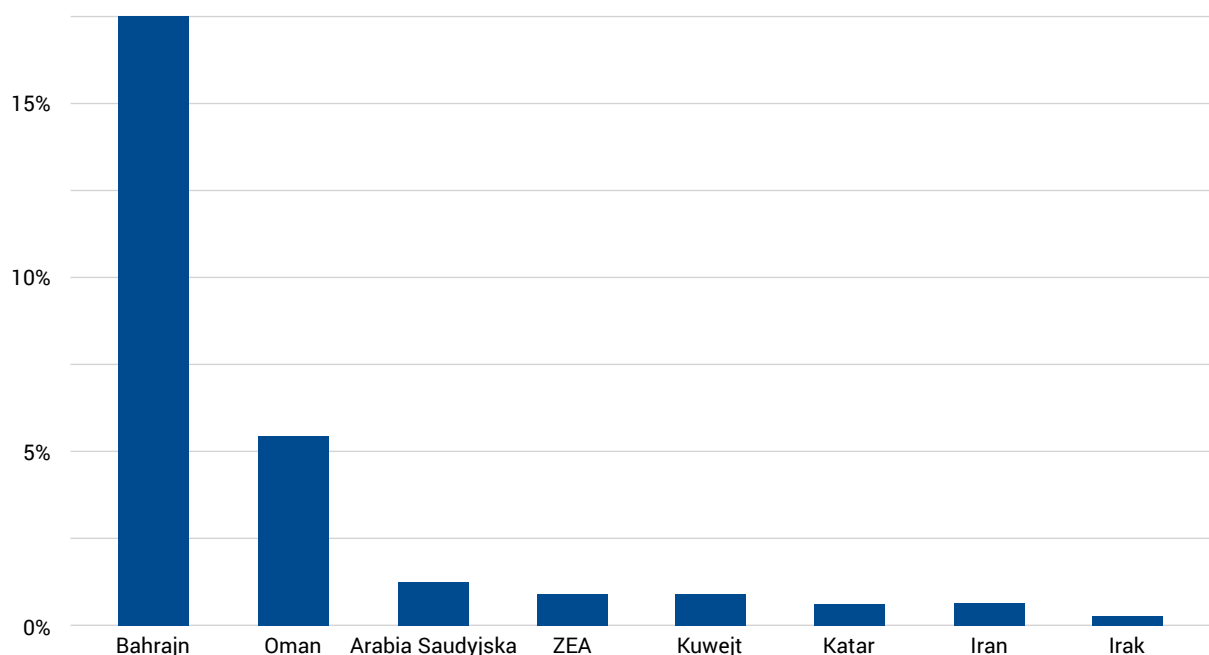
277 Government of the Republic of Trinidad and Tobago, *Review of the economy 2022*, s. 69, <https://www.finance.gov.tt/wp-content/uploads/2022/09/Review-of-the-Economy-2022.pdf>.



### 4.3. Dostawcy z regionu Zatoki Perskiej

Zatoka Perska historycznie była największym na świecie źródłem węglowodorów. W regionie tym znajduje się prawie połowa światowych potwierdzonych złóż ropy naftowej oraz 39% światowych potwierdzonych rezerw gazu ziemnego<sup>278</sup>. Cechy geologiczne Zatoki Perskiej sprawiają, że zasoby węglowodorów są nie tylko obfite, ale również stosunkowo łatwo dostępne, a co za tym idzie - łatwiejsze do wydobycia i bardziej opłacalne<sup>279</sup>. Niskie koszty wydobycia w porównaniu z innymi regionami powodują, że niektóre państwa Zatoki Perskiej mają cechy *swing producer* (tj. podmiotu kontrolującego cenę ropy poprzez możliwość szybkiego zwiększenia lub zmniejszenia produkcji)<sup>280</sup>. Ze względu na te czynniki, Zatoka Perska odgrywa kluczową rolę na światowych rynkach energii.

RYS. 34. **PROCENT WYKORZYSTANIA ZASOBÓW GAZU ZIEMNEGO W REGIONIE ZATOKI PERSKIEJ**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP, *Statistical Review of World Energy 70th Edition*, 2021, s. 34

278 BP, *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*, op. cit., 2021, s. 34.

279 National Bureau of Economic Research, *Limits on OPEC Output Increase Global Oil Production Costs*, <https://www.nber.org/digest/jan18/limits-opec-output-increase-global-oil-production-costs>

280 N. AlYousef, *The Prominent Role of Saudi Arabia in the Oil Market from 1997 to 2011*. „The Journal of Energy and Development”, wol. 36, nr. 1/2, 2010, s. 63–71.

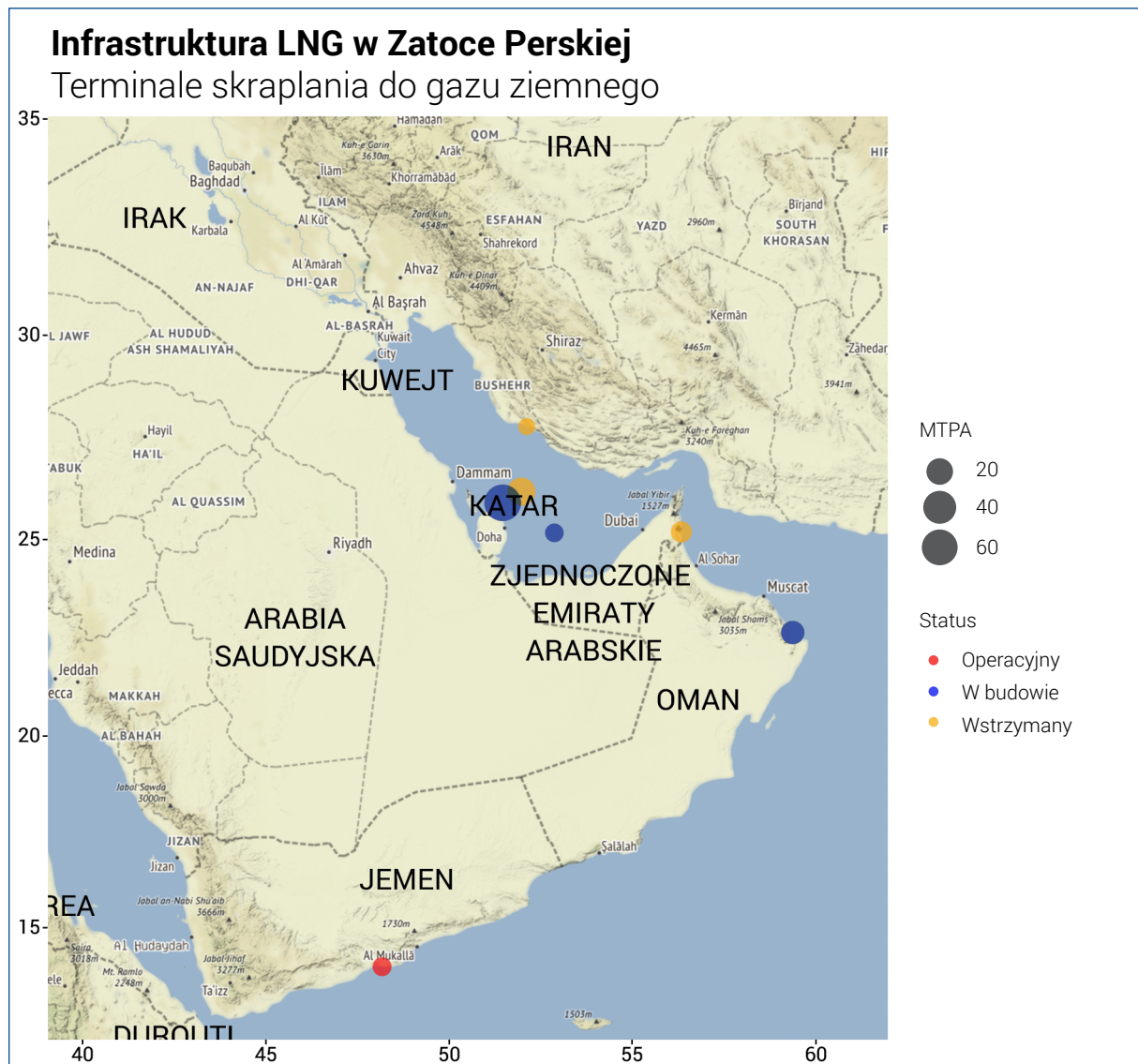
Rosnąca świadomość znaczenia dla światowych dostaw energii doprowadziła większość państw Zatoki Perskiej do kartelizacji produkcji ropy naftowej poprzez Organizację Krajów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC)<sup>281</sup>. Do tej pory nie udało się jednak stworzyć takiej koordynacji w przypadku wydobycia gazu ziemnego - rynek skroplonego gazu ziemnego (LNG) jest wciąż daleki od osiągnięcia takiego stopnia globalnej integracji, jaki charakteryzuje rynek ropy naftowej, co sprawia, że wszelkie wcześniejsze próby kartelizacji międzypaństwowej nie powiodły się, a przyszłe są mało prawdopodobne, choć nie niemożliwe. Ta różnica między rynkami ropy i gazu stwarza wyraźną szansę dla europejskich decydentów poszukujących alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego, które zastąpiłyby dostawy rurociągowo z Rosji. Chociaż stosunki między Unią Europejską a państwami Zatoki Perskiej nie należą do najbliższych, są one z zasady poprawne, co stwarza solidne podstawy do przyszłej współpracy.

Gaz ziemny odgrywał przez wiele lat drugorzędną rolę w rozwoju gospodarczym Zatoki Perskiej, z godnym uwagi wyjątkiem Kataru. Wynika to w dużej mierze z fizycznych cech gazu ziemnego jako towaru, który wymaga infrastruktury w postaci rurociągów albo infrastruktury LNG w celu umożliwienia transportu, a oba te rozwiązania mogą być zaporowo drogie<sup>282</sup>. Ponieważ eksport ropy naftowej był głównym źródłem dochodów z tego tytułu dla większości krajów Zatoki Perskiej, lokalne inwestycje w projekty związane z gazem ziemnym pozostawały w tyle. W związku z tym, pomimo ogromnych złóż gazu ziemnego w regionie, obecność państw Zatoki Perskiej na światowym rynku gazu ziemnego, za pośrednictwem LNG, jest stosunkowo ograniczona.

281 E. Rose, *OPEC's Dominance of the Global Oil Market: The Rise of the World's Dependency on Oil*, „Middle East Journal” wol. 58, nr. 3, 2004, s. 424–43.

282 Międzynarodowa Agencja Energii, *Natural Gas Explained*, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/>

RYS. 35. ROZMIESZCZENIE TERMINALI SKRAPLANIA GAZU ZIEMNEGO (LNG) W ZATOCE PERSKIEJ



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Global Energy Monitor, <https://globalenergymonitor.org>

## a. Arabia Saudyjska

Wśród krajów wydobywających węglowodory w Zatoce Perskiej Arabia Saudyjska pełniła dotychczas rolę *swing producer* na światowym rynku ropy naftowej i faktycznego lidera OPEC. Niskie koszty wydobycia ropy naftowej, w dużej mierze uwarunkowane geologicznie, pozwalają temu krajowi na utrzymanie produkcji ropy nawet przy stosunkowo niskich cenach. Tym samym Arabia Saudyjska ma ograniczoną możliwość egzekwowania limitów produkcyjnych nałożonych na innych członków OPEC poprzez manipulowanie własną produkcją<sup>283</sup>. Królestwo posiada również ogromne ilości gazu ziemnego: ma piąte co

283 N. AlYousef, *The Prominent Role of Saudi Arabia in the Oil Market from 1997 to 2011*. „The Journal of Energy and Development”, wol. 36, nr. 1/2, 2010, s. 65–74.

do wielkości potwierdzone złoża gazu ziemnego na świecie<sup>284</sup>. O ile jednak kraj ten może - przynajmniej częściowo - wpływać na światowe rynki ropy naftowej, to nie jest to jednak możliwe w przypadku gazu ziemnego.

Chociaż Arabia Saudyjska zajmuje dziewiąte miejsce pod względem produkcji gazu ziemnego na świecie, praktycznie nie uczestniczy w globalnym rynku tego surowca. Kraj ten ani nie eksportuje, ani nie importuje gazu ziemnego<sup>285</sup>. Nie posiada również żadnej infrastruktury do tego celu. Obecnie nie ma tam żadnych terminali skraplających gaz i nic nie wiadomo o planach na przyszłość w tym zakresie<sup>286</sup>. Niemniej jednak europejscy decydenci poszukujący alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego nie powinni lekceważyć potencjału, jaki Arabia Saudyjska może zaoferować w przyszłości. Kraj ten znany jest z ambitnych, a nawet pełnych rozmachu projektów infrastrukturalnych, takich jak futurystyczne miasto Neom. Jeśli Arabia Saudyjska jest w stanie budować miasta w środku pustyni, aby zrealizować swoje długoterminowe cele rozwojowe, można się również spodziewać, że będzie również zdolne do budowy infrastruktury LNG, aby pozyskać dodatkowe strumienie przychodów. Z pewnością warto więc uwzględnić Arabię Saudyjską jako przyszłego partnera energetycznego Europy. Jednak ważnym pytaniem jest nie tylko to, czy Królestwo może produkować i eksportować gaz ziemny, ale raczej to, czy będzie to miało sens, biorąc pod uwagę dążenie do dekarbonizacji w Europie i na całym świecie oraz to, czy korzyści płynące z produkcji innych rodzajów paliw (odnawialnych) będą postrzegane jako bardziej pożądane, również przez Arabię Saudyjską.

## b. Katar

Katar jest największym producentem gazu ziemnego w Zatoce Perskiej i piątym co do wielkości na świecie, a także miejscem występowania trzecich co do wielkości potwierdzonych złóż gazu ziemnego na świecie<sup>287</sup>. W przeciwieństwie do Arabii Saudyjskiej, Katar odgrywa znaczącą rolę na światowym rynku tego surowca. Monarchia ta do niedawna była największym eksporterem LNG na świecie, kiedy to w pierwszej połowie 2022 r. tytuł ten odebrały jej Stany Zjednoczone. Obecnie Katar posiada drugą co do wielkości na świecie zdolność instalacji skraplania LNG, wynoszącą 106,18 mld m<sup>3</sup> (77 MTPA)<sup>288</sup>. Jego terminale skraplające znajdują się w mieście przemysłowym Ras Laffan, które jest obecnie największym na świecie hubem LNG. Ten ogromny kompleks przemysłowy jest obsługiwany przez Qatargas, spółkę joint venture ExxonMobil, TotalEnergies, Marubeni, Mitsui i QatarEnergy<sup>289</sup>. Ten ostatni podmiot to katarska narodowa spółka naftowo-gazowa, do 2021 r. znana jako Qatar Petroleum<sup>290</sup>.

284 BP, *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*, op. cit., 2021, s. 34.

285 C. Dunn, *Stand-alone natural gas wells driving new growth in Saudi Arabia's natural gas production*, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51018>

286 W. Ackerman, *Saudi Arabia's international natural gas aspirations*, <https://www.mei.edu/publications/saudi-arabias-international-natural-gas-aspirations>

287 BP, *Statistical Review of World Energy 70th Edition*, 2021, op. cit., s. 34.

288 C. Carpenter, *Qatar signs Italy's Eni as second partner in LNG expansion after cementing lead as top exporter*, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/061922-qatar-signs-italys-eni-as-second-partner-in-lng-expansion-after-cementing-lead-as-top-exporter>

289 Enerdata, *Qatar starts building 4 LNG liquefaction trains with a capacity of 32 Mt/year*, <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/qatar-starts-building-4-lng-liquefaction-trains-capacity-32-mt/year.html>

290 Reuters, *Qatar Petroleum changes name to Qatar Energy signalling new strategy*, <https://www.reuters.com/business/energy/qatar-petroleum-changes-name-qatar-energy-signalling-new-strategy-2021-10-11/>

Qatargas rozpoczął produkcję LNG w 1996 roku<sup>291</sup>. Następnie stopniowo rozbudowano moce skraplania, co ostatecznie pozwoliło Katarowi stać się najważniejszym uczestnikiem globalnego rynku LNG. Jego dominacja została podważona przez Stany Zjednoczone w latach 2010-2020 w następstwie rewolucji łupkowej<sup>292</sup>. Od tego czasu Katar konkuruje z USA o odbiorców azjatyckich i w ograniczonym stopniu również europejskich. Choć obecnie katarskie moce skraplania pozostają w cieniu amerykańskich, monarchia ogłosiła niedawno plany ich rozbudowy o dodatkowe 45,51 mld m<sup>3</sup> (33 MTPA) do 2026 r.<sup>293</sup> Dzięki temu moce skraplania netto Kataru byłyby na poziomie 151,69 mld m<sup>3</sup> (110 MTPA). Ugruntowana pozycja Kataru jako wiarygodnego dostawcy LNG sprawia, że jest on naturalnym partnerem w dążeniu do rozwiązania wyzwań energetycznych Europy. Należy zauważyć, że ekonomiczne warunki wydobycia gazu ziemnego w Katarze są dogodniejsze niż w większości innych miejsc. Ponadto towarzyszy temu produkcja znacznych ilości kondensatu gazu ziemnego, który - przynajmniej do niedawna - był bardziej dochodowy niż sam gaz. W rzeczywistości, po sprzedaży kondensatu, produkcja gazu ziemnego w Katarze staje się niemal „bezkosztowa” dając krajowi temu poważne przewagi konkurencyjne nad innymi producentami na świecie.

W warunkach obecnego kryzysu gazowego i konieczności odejścia od rosyjskiego gazu, zasoby Kataru powinny być postrzegane jako istotne źródło zaopatrzenia dla Unii Europejskiej. Państwo to jest jednak wymagającym partnerem handlowym, który charakteryzuje się dużą asertywnością w obronie swoich interesów ekonomicznych<sup>294</sup>.

### c. Iran

Iran dzieli z Katarzem te same pola bogate w gaz ziemny, jednak nie rozwinął odpowiednich do posiadanego potencjału zdolności eksportowych. Kraj ten posiada drugie pod względem wielkości potwierdzone zasoby gazu na świecie, zaraz po Rosji, oraz największe w Zatoce Perskiej<sup>295</sup>. Jest również trzecim największym producentem tego surowca na świecie i największym w regionie; dla porównania, katarskie wydobycie stanowi 71% produkcji irańskiej<sup>296</sup>. Rola Iranu na globalnym rynku jest w dużej mierze ograniczona. Do lutego 2022 r. Iran był najbardziej obłożonym sankcjami krajem na świecie, aż w następstwie inwazji na Ukrainę prześcignęła go Rosja.<sup>297</sup> Obostrzenia nałożone przez Stany Zjednoczone i Unię Europejską w dużym stopniu ograniczyły liczbę partnerów handlowych Iranu, także na rynkach energetycznych, jak również dostęp tego kraju do kapitału i technologii krytycznych dla ekspansji na rynki LNG<sup>298</sup>.

291 QatarGas, *History*, <https://www.qatargas.com/english/aboutus/history>

292 B. Fattouh et al., *The US Shale Gas Revolution and its Impact on Qatar's Position in Gas Markets*, Columbia University Center on Global Energy Policy, Marzec 2015, s. 4 – 16.

293 Enerdata, *Qatar starts building 4 LNG liquefaction trains with a capacity of 32 Mt/year*, <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/qatar-starts-building-4-lng-liquefaction-trains-capacity-32-mt/year.html>

294 Rzeczpospolita, *Powstaje nowy sojusz gazowy. Katar wesprze Unię Europejską*, <https://energia.rp.pl/gaz/art37289721-powstaje-nowy-sojusz-gazowy-katar-wesprze-unie-europejska>

295 BP, *Statistical Review ...*, op. cit. s. 34.

296 Ibidem.

297 J. Shapero, *Russia surpasses Iran to become world's most sanctioned country*, <https://www.axios.com/2022/03/08/russia-most-sanctioned-country>

298 A. K. Sen, *A Brief History of Sanctions on Iran*, <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/new-atlanticist/a-brief-history-of-sanctions-on-iran/>

W efekcie kraj ten nie posiada obecnie ani jednej działającej instalacji do skraplania gazu. Jediną inicjatywą w zakresie LNG, która kiedykolwiek miała miejsce w Iranie, jest Persian LNG, projekt rozpoczęty w 2007 roku, który od tego czasu jest opóźniany w wyniku sankcji gospodarczych<sup>299</sup>. Nawet jeśli Persian LNG zostanie ukończony, jego zdolność skraplania wyniesie zaledwie 8 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>300</sup>. Istniały również liczne plany budowy gazociągów łączących Iran z Europą, jednak wszystkie zostały zarzucone z powodu sankcji. Choć teoretycznie kraj ten jest już połączony z europejską siecią gazociągów przez Turcję, w praktyce przepustowość istniejących rurociągów jest niewystarczająca, by zaspokoić obecne potrzeby energetyczne Europy<sup>301</sup>. Taki dostęp wymagałby dyplomatycznego przełomu w kontekście zarządzania irańskimi ambicjami nuklearnymi z jednej strony, a zdolnością Turcji do uspokojenia Rosji, która generalnie widziała w Iranie konkurenta na tureckim rynku. Ta ostatnia opcja może być jednak obecnie w zasięgu możliwości, biorąc pod uwagę, że po ataku na Ukrainę Moskwa zacieśnia współpracę z Teheranem, również w kwestiach energetycznych jak wydobycie gazu w Iranie oraz stworzenie kartelu gazowego.

#### d. Zjednoczone Emiraty Arabskie

Zjednoczone Emiraty Arabskie nie mogą pochwalić się tak imponującą produkcją jak Katar. Mimo to, federacja posiada siódme pod względem wielkości potwierdzone zasoby gazu ziemnego na świecie i czwarte w Zatoce Perskiej<sup>302</sup>. Mimo to produkcja gazu ziemnego w ZEA jest stosunkowo niewielka: zajmuje 14. miejsce na świecie i stanowi około 1/3 produkcji Kataru i połowy produkcji Arabii Saudyjskiej<sup>303</sup>. Niemniej ZEA odgrywają rolę na światowym rynku gazu ziemnego dzięki możliwości eksportu LNG. Emiraty posiadają obecnie jeden działający terminal skraplający, zlokalizowany na wyspie Das, o wydajności 5,8 MTPA<sup>304</sup>. Obiekt jest obsługiwany przez Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), emiracki narodowy koncern naftowy, a jego właścicielami są wspólnie ADNOC (70%), Mitsui (15%), BP (10%) i TotalEnergies (5%)<sup>305</sup>. ZEA budują obecnie kolejny terminal skraplający gaz w emiracie Fujairah<sup>306</sup>. Planowany obiekt, który będzie własnością i będzie eksploatowany przez ADNOC, zwiększy o 13,24 mld m<sup>3</sup> zdolności skraplania w tym kraju do 2028 roku<sup>307</sup>. Co ważne, kraj ten posiada również instalacje regazyfikacyjne, gdyż prowadzi handel LNG w obie strony: może importować lub eksportować ten surowiec<sup>308</sup>.

Ponadto, od momentu powstania niepodległego państwa w 1971 r., ZEA pozycjonują się jako węzeł łączący interesy gospodarcze Zachodu z interesami Wschodu. Długofalowa wizja rozwoju gospodarczego

299 IHS Markit, *Shell, Repsol Finally Evicted from Iran's Persian LNG Project*, <https://ihsmarkit.com/country-industry-forecasting.html?ID=106594174>

300 Ibidem.

301 GEM Wiki, *Tabriz-Ankara Pipeline*, [https://www.gem.wiki/Tabriz-Ankara\\_Pipeline](https://www.gem.wiki/Tabriz-Ankara_Pipeline)

302 BP, *Statistical Review of World Energy 70th Edition*, 2021, op. cit. s. 34.

303 Ibidem.

304 A. Di Paola, V. Ratcliffe, *UAE to More Than Double LNG Export Capacity With Fujairah Plant*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-05-17/uae-to-more-than-double-lng-export-capacity-with-fujairah-plant?leadSource=verify%20wall>

305 LNG Prime Staff, *Adnoc plans to double LNG production capacity*, <https://lngprime.com/lng-terminals/adnoc-plans-to-double-lng-production-capacity/35563/>

306 A. Di Paola, V. Ratcliffe, *UAE to More Than Double LNG Export Capacity With Fujairah Plant*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-05-17/uae-to-more-than-double-lng-export-capacity-with-fujairah-plant?leadSource=verify%20wall>

307 Ibidem.

308 Excelerate Energy, *Jebel Ali LNG Import Terminal*, <https://excelerateenergy.com/projects/jebel-ali-lng-import-terminal/>



poprzez otwartość na handel i imigrację monarchy założyciela ZEA – szejka Zayed bin Sultana Al Nahyana, była kontynuowana przez jego następców<sup>309</sup>. Obecnie ZEA są unikatowym miejscem na Bliskim Wschodzie: jest to państwo tolerancyjne, wielokulturowe i kosmopolityczne, oferujące zatrudnienie zarówno wysoko wykwalifikowanym, jak i fizycznym pracownikom z Europy, Azji, Afryki i obu Ameryk<sup>310</sup>. Będąc na skrzyżowaniu świata, ZEA utrzymują ożywioną sieć stosunków dyplomatycznych na całym świecie<sup>311</sup>. Teoretycznie Emiraty wydają się więc idealnym partnerem dla Europy w obliczu trwającego kryzysu energetycznego, jednak obecnie tamtejsza infrastruktura eksportowa jest po prostu zbyt mała.

## e. Sułtanat Omanu

Sąsiedni Sułtanat Omanu jest średniej wielkości graczem na światowym rynku gazu ziemnego. Kraj ten posiada stosunkowo niewielkie udokumentowane zasoby gazu ziemnego, wynoszące zaledwie 3% zasobów Kataru, jednak jego produkcja jest stosunkowo duża w porównaniu z całkowitymi możliwościami<sup>312</sup>. Jednak podobnie jak w przypadku ZEA, tym, co wyróżnia Oman, jest jego infrastruktura do skraplania LNG. Sułtanat posiada jeden działający terminal skraplający gaz: Oman LNG w Qalhat o wydajności 14,34 MTPA<sup>313</sup>. Obiekt ten jest wspólnym przedsięwzięciem Shell (30%), TotalEnergies (5,54%), Korea LNG (5%), Partex (2%), Mitsubishi (2,77%), Mitsui (2,77%) i Itochu (0,92%) oraz OQ (51%)<sup>314</sup>. Ten ostatni podmiot to narodowa firma naftowa Omanu, znana wcześniej jako Oman Oil Company<sup>315</sup>. Choć obecnie nie są znane publicznie plany budowy nowej infrastruktury do skraplania LNG, kraj ten ogłosił w sierpniu 2022 r. wznowienie projektu budowy gazociągu do Iranu<sup>316</sup>. Szacuje się, że dodatkowe dostawy z tego kraju pozwoliłyby Omanowi zwiększyć eksport LNG o 1,38 mld m<sup>3</sup> (1 MTPA)<sup>317</sup>.

Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Bahrajnie i Kuwejcie są stosunkowo niewielkie, podobnie jak ich produkcja<sup>318</sup>. W związku z tym oba kraje są importerami netto gazu ziemnego i posiadają instalacje regazyfikacyjne do przyjmowania dostaw LNG, głównie z Kataru. Z drugiej strony, Jemen, kraj, który formalnie nie leży w Zatoce Perskiej, ale którego bliskość geograficzna pozwala na wzmiankę w niniejszym Raporcie, posiadał kiedyś działający terminal skraplania LNG w Balhaf o wydajności 12,74 mld m<sup>3</sup><sup>319</sup>. Produkcja w tym obiekcie została jednak wstrzymana na czas nieokreślony w 2015 r. z powodu wojny domowej szalejącej do dnia dzisiejszego<sup>320</sup>.

309 F. Heard-Bey, *The United Arab Emirates: Statehood and Nation-Building in a Traditional Society*, "Middle East Journal", wol. 59, nr. 3 (2005), s. 357–64.

310 Ibidem.

311 M. Barhouma, *The Reshaping of UAE Foreign Policy and Geopolitical Strategy*, <https://carnegieendowment.org/sada/86130>

312 BP, *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*, op. cit., 2021, s. 34.

313 Oman LNG, *Oman LNG in Brief*, <https://omanlng.co.om/en/OmanLNGInBrief/Pages/oman-lng-in-brief.aspx>

314 Mitsubishi Corporation, *Oman/Qalhat LNG project*, <https://www.mitsubishicorp.com/jp/en/bg/natural-gas-group/project/oman-qalhat-lng/>

315 OQ, *Oman Oil and Orpic Group Inaugurates New Brand OQ*, <https://oq.com/en/news-and-media/newsroom/20191217-new-brand-oq>

316 T. Robinson, *Oman Aiming to Boost LNG Output as Asian Sales Grow*, <https://www.naturalgasintel.com/oman-aiming-to-boost-lng-output-as-asian-sales-grow/>

317 Ibidem.

318 BP, *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition* op. cit., 2021, s. 34-36.

319 D. Fineren, *UPDATE 1-Yemen LNG fixes feed line, readies for restart*, <https://www.reuters.com/article/yemen-lng-pipeline/update-1-yemen-lng-fixes-feed-line-readies-for-restart-idUSL5E7LP24F20111025>

320 Reuters, *Yemen LNG declares force majeure, halts all production over worsening security*, <https://www.reuters.com/article/idUKL4N0XB1J20150414>

#### 4.4. Dostawcy z Afryki

Nigeria eksportuje ~20-30 mld m<sup>3</sup> LNG rocznie, a Algieria ~15-17 mld m<sup>3</sup> LNG rocznie. Od 2021 roku importerami algierskiego i nigeryjskiego LNG były m.in. kraje wymienione w Tab. 10.

TAB. 10. **IMPORTERZY ALGIERSKIEGO I NIGERYJSKIEGO LNG W 2021 R. W MLD M<sup>3</sup> ROCZNIE**

Importerzy algierskiego LNG	mld/rok (dane z 2021 r.)	Importerzy nigeryjskiego LNG	mld/rok (dane z 2021 r.)
Turcja	6,1	Hiszpania	4,3
Francja	4,5	Francja	3,5
Hiszpania	2,1	Inne UE	3,4
Włochy	1,3	Chiny	2,1
Zjednoczone Królestwo	0,7	Indie	2,0
Inne państwa spoza UE	0,7	Turcja	1,5
Inne UE	0,6	Japonia	1,2
Belgia	0,1	Tajlandia	1,2
<b>RAZEM</b>	<b>16,1</b>	Korea Południowa	0,9
		Tajwan	0,8
		Włochy	0,3
		Zjednoczone Królestwo	0,1
		Inne państwa spoza UE	2,1
		<b>RAZEM</b>	<b>21,2</b>

**Import LNG do UE z Algierii: 8,5 mld m<sup>3</sup>**

**Import LNG z Nigerii do UE: 11,4 mld m<sup>3</sup>**

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2021

Dwaj inni znaczący eksporterzy LNG z Afryki to Egipt - 9 mld m<sup>3</sup> w 2021 r. i Angola - 4,7 mld m<sup>3</sup> w 2021 r. Z tego około 2,5 mld m<sup>3</sup> egipskiego LNG dostarczono do UE, a 6,1 mld m<sup>3</sup> wysłano do Azji i Regionu Pacyfiku. Większość LNG z Angoli (3,5 mld m<sup>3</sup>) trafiła do Azji i Regionu Pacyfiku, a resztę wysłano do UE. Eksport rurociągowy z Afryki pochodzi z Algierii - 38,9 mld m<sup>3</sup> w 2021 r., Libii - 3,1 mld m<sup>3</sup> w 2021 r. oraz od innych dostawców (Tunezja, Maroko, łącznie 5,2 mld m<sup>3</sup> w 2021 r.). 88% algierskiego eksportu rurociągowego (34,1 mld m<sup>3</sup> w 2021 r.) trafia do UE, przy czym Libia wysyła cały swój eksport w tym kierunku. W obrębie Afryki największe potwierdzone rezerwy posiada Nigeria - 5,5 bln m<sup>3</sup>, następnie Algieria - 2,3 bln m<sup>3</sup>, Egipt - 2,1 bln m<sup>3</sup> i Libia - 1,4 bln m<sup>3</sup>. Biorąc pod uwagę wielkość eksportu z 2021 r., rezerwy mogłyby wystarczyć odpowiednio na 258, 141, 237 i 465 lat.

Jak wynika z danych IGU, w ciągu najbliższych 3 lat ma zostać oddanych do użytku kilka nowych obiektów. Z tego łącznie 8,2 mld m<sup>3</sup> (5,9 MTPA) zostanie prawdopodobnie uruchomione w 2023 r. w oparciu o dostawy z Mozambiku i Mauretanii. Dostawy te są jeszcze w dużej mierze niezakontraktowane i mogą stanowić okno możliwości dla średnioterminowych dostaw LNG dla Europy począwszy od 2023 roku (jeśli kontrakty zostaną podpisane i zrealizowane w ciągu najbliższych kilku miesięcy)<sup>321</sup>.

TAB. 11. **NOWE PLANOWANE DOSTAWY LNG Z AFRYKI**

Kraj	MTPA	mld	Rok rozpoczęcia
Mozambik	16,3	22,5	4,7 mld (3,4 MTPA) od I kwartału 2023 r., pozostała część od 2025 r.
Nigeria	8,0	11,0	2024 – 2025
Mauretania	2,5	3,5	2023
<b>RAZEM</b>	<b>26,8</b>	<b>37,0</b>	<b>[-]</b>

Źródło: Opracowanie własne

321 The Guardian, *Long-Term Sales Contracts Could Be Key to Senegal's, Mauritania's Natural Gas Success* (By NJ Ayuk), <https://guardian.ng/apo-press-releases/long-term-sales-contracts-could-be-key-to-senegals-mauritanias-natural-gas-success-by-nj-ayuk/>  
 T. Robinson, *BP, Kosmos Expecting First LNG from Mauritania and Senegal Project by Early 2024*, <https://www.naturalgasintel.com/bp-kosmos-expecting-first-lng-from-mauritania-and-senegal-project-by-early-2024/>  
 Construction Review Online, *Mozambique LNG, the first onshore LNG facility in the southern African country*, <https://construction-reviewonline.com/biggest-projects/mozambique-lng-the-first-onshore-lng-facility-in-the-southern-african-country/>

## 4.5. Dostawcy z regionu Morza Kaspijskiego i Azji Centralnej

W regionie kaspijskim pokrywającym się częściowo z Azją Centralną znajduje się czterech znaczących producentów gazu ziemnego: Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan i Uzbekistan. Region ten znajduje się blisko granic Europy i jednocześnie znajduje się w bliskim sąsiedztwie z Federacją Rosyjską oraz Chińską Republiką Ludową. Warunki geograficzne oraz geopolityczne stanowią jednak istotną barierę dla skomunikowania się wymienionych państw-producentów z europejskimi rynkami zbytu. Przede wszystkim kraje te nie mają dostępu do morza (Morze Kaspijskie jest jeziorem), a w konsekwencji nie mogą rozwijać infrastruktury pozwalającej na załadunek i transport LNG. Od północy dwa państwa tego regionu: Azerbejdżan i Kazachstan graniczą z Federacją Rosyjską. Natomiast na południu region graniczy z terytorium Iranu. Kazachstan, Turkmenistan i Uzbekistan są stronami sojuszu polityczno-militarnego z Rosją zawartego na mocy Traktatu o Bezpieczeństwie Kolektywnym z 15 maja 1992 r. oraz należą Organizacji Traktatu o Bezpieczeństwie Kolektywnym. Są zatem członkami bloku polityczno-militarnego zorganizowanego i kontrolowanego przez Federację Rosyjską. Dodatkowo, Kazachstan należy do zorganizowanej przez Rosję organizacji gospodarczej w postaci Euroazjatyckiej Wspólnoty Gospodarczej.

RYS. 36. **MAPA RUROCIĄGÓW GAZOWYCH I NAFTOWYCH W REGIONIE MORZA KASPIJSKIEGO I AZJI CENTRALNEJ**



Źródło: [https://www.eia.gov/international/analysis/regions-of-interest/Caspian\\_Sea](https://www.eia.gov/international/analysis/regions-of-interest/Caspian_Sea)

## a. Azerbejdżan

Władze Azerbejdżanu od lat 90. XX wieku prowadzą strategię rozwoju eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu oraz eksportu tych surowców. Środki finansowe pozyskiwane ze sprzedaży wymienionych surowców energetycznych stały się podstawowym źródłem dochodów budżetu państwa oraz specjalnego funduszu inwestycyjnego State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan (SOFAZ). Ważnym elementem strategii Azerbejdżanu jest budowa, przy udziale partnerów zagranicznych, infrastruktury transportowej umożliwiającej eksport azerbejdżańskich węglowodorów. Co ważne, infrastruktura ta ma omijać terytorium Federacji Rosyjskiej.

W drugim dziesięcioleciu XXI w. coraz większy udział w rozwoju gospodarczym kraju zyskiwał sektor gazowy<sup>322</sup>. Wydobycie gazu ziemnego, który przeznaczony jest na rynki zagraniczne, prowadzone jest

322 Z. Agazadeh, K. Jannatli, *Evolution of TANAP and TAP projects efficiency*, [w:] Economic and Social Development, pod. red. M. Ibrahimov, A. Aleksic, D. Dukic, Baku 2019 r. s. 491,

na dwóch złożach położonych pod dnem Morza Kaspijskiego: Shah-Deniz 2 oraz Azeri-Chirag-Gunashli<sup>323</sup>. Potwierdzone zasoby surowca w Azerbejdżanie wg danych na 2021 r. wynoszą 2,6 bln m<sup>3</sup><sup>324</sup>. W ostatnich 10 latach produkcja gazu ziemnego konsekwentnie wzrasta osiągając w 2021 r. poziom 43,9 mld m<sup>3</sup>, co oznacza wzrost o 18,1% od 2020 roku<sup>325</sup>. Podobnie sytuacja kształtuje się w przypadku eksportu, którego wielkość w 2021 r. wyniosła 18,9 mld m<sup>3</sup>, zwiększając się w stosunku do roku poprzedniego aż o 39,8%.

TAB. 12. **PRODUKCJA I EKSPORT GAZU ZIEMNEGO Z AZERBEJDŻANU W LATACH 2011-2021 W MLD M<sup>3</sup> ROCZNIE**

Rok	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Produkcja</b>	25,7	26,9	29,4	29,6	29,0	29,4	28,6	30,5	35,6	37,1	43,9
<b>Eksport</b>	6,8	6,6	7,3	8,1	8,1	8,5	8,6	9,6	11,7	13,5	18,9

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych rządowych Azerbejdżanu, <https://minenergy.gov.az/uploads/energetika/Statistika/qaz%20idaxl-ixrac%20ENG.png>

Zasoby wspomnianych wyżej złóż zasilają gazociąg Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP), umożliwiający eksport kaspijskiego gazu do Turcji i Europy. Rurociąg ten docierając do tureckiej prowincji Anatolia łączy się z kolejnym rurociągiem: Trans-Adriatic Pipeline (TAP), który przez terytoria Grecji i Albanii, a następnie po dnie Morza Adriatyckiego dociera do Włoch. Aktualnie do trzech państw europejskich rurociąg dostarcza 10 mld m<sup>3</sup> surowca<sup>326</sup>. Pełna przepustowość rurociągu ma osiągnąć poziom 20 mld m<sup>3</sup> do końca 2022 r.<sup>327</sup>. Rurociągi TANAP i TAP tworzą razem Południowy Korytarz Gazowy, którym gaz z Azerbejdżanu dostarczany jest do Europy.

323 To przede wszystkim złożo naftowe. Jego eksploatacja umożliwia także wydobycie gazu ziemnego. Azərbaycan Respublikasının Energetika Nazirliyi tərəfindən 2021-ci ildə görülmüş işlərə dair, s. 10, [https://minenergy.gov.az/uploads/Hesabatlar/illik/Hesabat\\_2021.pdf](https://minenergy.gov.az/uploads/Hesabatlar/illik/Hesabat_2021.pdf)

324 Urząd Prezydenta Azerbejdżanu, *Oil sector*, <https://president.az/en/pages/view/azerbaijan/contract>

325 Ministerstwo Energetyki Azerbejdżanu, Azərbaycan Respublikasının Energetika Nazirliyi tərəfindən 2021-ci ildə görülmüş işlərə dair, op. cit. s. 10.

326 Pipeline construction, op. cit.

327 J. Kajmowicz, op. cit.



RYS. 37. PRZEBIEG RUROCIĄGÓW TANAP I TAP – POŁUDNIOWY KORYTARZ GAZOWY



Źródło: <https://www.aa.com.tr/en/economy/tanap-tap-p-lines-interconnect-at-turkey-greece-border/1317761>

Władze Azerbejdżanu deklarują wolę dalszego rozwoju wydobycia gazu ziemnego oraz zwiększenie jego sprzedaży na rynki europejskie. W kontekście wojny rosyjsko-ukraińskiej oraz związanych z nią perturbacji na europejskich rynkach gazu, minister energii Azerbejdżanu Parviz Shahbazow w marcu 2022 r. oświadczył, że krajowe zasoby gazu są wystarczające do strumienia zwiększenia dostaw na rynki Turcji i Europy<sup>328</sup>. Gotowość Baku do współpracy w zakresie zwiększenia dostaw gazu do odbiorców europejskich nie jest jednak bezwarunkowa. Wiceminister energii Elnur Sołtanow zwrócił bowiem uwagę, że "(...) że rozpoczęcie eksploatacji złoża gazu ziemnego zajmuje od sześciu do siedmiu lat, a utrzymanie istniejących złóż wymaga znacznych inwestycji"<sup>329</sup>. Pomoc Azerbejdżanu w ponownym zrównoważeniu popytu i podaży wymaga jednak strategicznego podejścia partnerów europejskich do tego zagadnienia. W ocenie azerbejdżańskiego wiceministra globalny trend zmierzający do neutralności klimatycznej wprowadza jednak niepewność co do przyszłości paliwa gazowego. W konsekwencji finansowanie tak poważnych inwestycji ma być obecnie bardzo utrudnione, ze względu na wstrzemięźliwość banków. Azerbejdżan potrzebuje natomiast partnerów, którzy zdecydują się na długokresowe inwestycje w jego zasoby gazu oraz infrastrukturę transportową<sup>330</sup>.

328 M. Mehdiyev, *Azerbaijan Plans Expand Offshore Gas Exports, Says Energy Minister*, <https://caspiannews.com/news-detail/azerbaijan-plans-expand-offshore-gas-exports-says-energy-minister-2022-3-12-7/>

329 R. Rehimov, *Azerbaijan able to supply more natural gas to Europe: Top authority*, <https://www.aa.com.tr/en/europe/azerbaijan-able-to-supply-more-natural-gas-to-europe-top-authority/2505784>

330 Ibidem.

## b. Kazachstan

Kazachstan to największe państwo regionu (2 724 900 km kw.) i jednocześnie liczący się producent oraz eksporter surowców energetycznych. Sektor naftowo-gazowy posiada strategiczne znaczenie dla państwa, będąc głównym źródłem dochodów budżetowych oraz rezerw walutowych. Dochody ze sprzedaży ropy i gazu stanowiły w 2020 r. 35% PKB tego kraju<sup>331</sup>. Najważniejszym produktem eksportowym Kazachstanu jest ropa naftowa, której sprzedaż w 2020 r. osiągnęła wartość 25,2 mld USD<sup>332</sup>. Gaz ziemny jest natomiast paliwem wykorzystywanym przede wszystkim na potrzeby wewnętrzne kraju. Zasoby wydobywalne gazu wynoszą 3,8 bln m<sup>3</sup><sup>333</sup>. Złóża gazu skoncentrowane są w trzech głównych lokalizacjach: w rejonie Atyrau (43%), rejonie Mangistau (29%) i regionie Zachodniego Kazachstanu (19%)<sup>334</sup>. Produkcja w ostatnich kilku latach przekracza rocznie 50 mld m<sup>3</sup> gazu. Znacząca część wydobywanego w Kazachstanie gazu towarzyszy eksploatacji złóż naftowych i jest ponownie zatłaczana w celu poprawy ich wydajności. W konsekwencji tylko część gazu ziemnego trafia na krajowy rynek albo na eksport. Przykładowo w 2020 r. z wydobytych 55,1 mld m<sup>3</sup> gazu, do złóż naftowych ponownie wtłoczono 17,3 mld m<sup>3</sup> (31% wydobywania)<sup>335</sup>.

TAB. 13. **PRODUKCJA I EKSPORT GAZU ZIEMNEGO Z KAZACHSTANU W LATACH 2011-2020 W MLD M<sup>3</sup> ROCZNIE**

Rok	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Produkcja</b>	35,9	37,4	39,3	43,2	45,3	46,7	52,9	55,5	56,4	55,1
<b>Eksport</b>	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	8,9	8,8	7,8

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Отчет о реализации стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан на 2020 – 2024 годы, за 2020 год, s.10, <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/documents/details/130261?lang=en>

Stosowany w Kazachstanie model gospodarki węglowodorami aktualnie ogranicza możliwości pozyskania w krótkim czasie większej ilości gazu ziemnego z tego kraju. Plany Kazachstanu w zakresie zwiększenia produkcji gazu ziemnego zakomunikował w grudniu 2021 r. minister energii Magzum Mirzagalijew: „Realizacja projektów na obiektach Karachaganak, Kaszagan i Tengiz, a także terminowe oddanie do użytku nowych perspektywicznych złóż, pozwoli na zwiększenie wydobycia surowego gazu do 2030 r. do 87,1 mld m<sup>3</sup><sup>336</sup>. Ewentualne pozyskanie nowych wolumenów dla rynku europejskiego europejskich musiałoby się jednak wiązać z zaangażowaniem biznesowym i politycznym w przedsięwzięcia inwestycyjne w postaci uruchomienia wydobycia z nowych złóż i budowy nowych gazociągów. Praktyka ostatnich

331 S. N. Burna-Asefi, *The Russia-Ukraine Conflict: Implications for Kazakhstan's Energy Sector*, <https://thediplomat.com/2022/05/the-russia-ukraine-conflict-implications-for-kazakhstans-energy-sector/>

332 OEC, *Kazakhstan*, <https://oec.world/en/profile/country/kaz>.

333 Ministerstwo Energetyki Kazachstanu, *Gas industry*, <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/4905?lang=en>.

334 R. R. David, *Kazakhstan, Energy Hub for China and Europe*, <https://energyindustryreview.com/marketplace/kazakhstan-energy-hub-for-china-and-europe/>

335 Międzynarodowa Agencja Energii, *Kazakhstan 2022. Energy Sector Review*, s. 35.

336 Urząd Premiera Kazachstanu, *In the oil industry at the end of 2021, oil production is expected to reach 85.7 million tons – Ministry of Energy*, <https://primeminister.kz/en/news/v-neftyany-otrasli-po-itogam-2021-goda-obem-dobychi-nefti-ozhidaetsya-na-urovne-857-mln-tonn-minenergo-22111737>

lat pokazuje, że nie ma konkretnych planów w zakresie realizacji takich projektów. Państwowy koncern naftowo-gazowy KazMunayGas (KMG) koncentruje się przede wszystkim na rozbudowie przepustowości gazociągów (m.in. Beineu-Bozoy-Shymkent) do ChRL<sup>337</sup>. W konsekwencji eksport realizowany jest w pierwszej kolejności na rynek chiński oraz rynek Federacji Rosyjskiej. Ze względu na sąsiedztwo geograficzne oraz ogromne potrzeby energetyczne, Chiny stały się głównym partnerem Kazachstanu w zakresie handlu gazem i realizacji projektów transportowych.

RYS. 38. MAPA SYSTEM GAZOCIĄGÓW W KAZACHSTANIE



Źródło: <https://qazaqgaz.kz/index.php/en/main-page/business-map>

### c. Turkmenistan

Turkmenistan posiada czwarte co do wielkości zasoby gazu ziemnego na świecie. Zasoby wydobywalne gazu wynoszą 19,5 bln m<sup>3</sup><sup>338</sup>. Rozwój produkcji i eksportu tego surowca to priorytetowy kierunek polityki gospodarczej Aszchabadu. Narodową strategię w obszarze gazu ziemnego realizuje państwowy koncern Turkmengas. Turkmenistan nie posiada jednak odpowiedniej infrastruktury transportowej do samodzielnego przesyłania gazu na rynki europejskie. Turkmeński gaz do Europy może być ewentualnie dostarczany za pośrednictwem Rosji albo Iranu. Nie istnieje także infrastrukturalny łącznik umożliwiający przesył gazu z tego kraju za pośrednictwem opisanego wyżej systemu Południowego Korytarza Gazowego. Wielokrotnie stosowaną praktyką jest natomiast skupowanie turkmeńskiego gazu przez rosyjski Gazprom.

337 Qazaqgaz, <https://qazaqgaz.kz/index.php/en/main-page/company-s-mission-prospects-and-development-strategy>

338 International Trade Administration, *Turkmenistan - Country Commercial Guide*, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/turkmenistan-oil-gas>

W 2019 r. rosyjski koncern podpisał pięcioletni kontrakt na roczne dostawy 5,5 mld m<sup>3</sup> z możliwością ich zwiększenia do 10 mld m<sup>3</sup> rocznie<sup>339</sup>.

Strategia Turkmenistanu wobec gazu ziemnego zawarta została w przyjętym w lutym 2022 r. rządowym dokumencie „Odrodzenie nowej ery potężnego państwa: Narodowy program społeczno-gospodarczy rozwój gospodarczy Turkmenistanu w latach 2022-2052” zakłada m.in. dalszy rozwój na dużą skalę przemysłu naftowego i gazowego oraz jego integrację z rynkami międzynarodowymi<sup>340</sup>. Władze kraju deklarują przy tym dążenie do umocnienia roli lidera swojego kraju w eksporcie gazu ziemnego. W ramach tej strategii planuje się zwiększenie przepustowości gazociągu prowadzącego do Chin oraz rozpoczęcie budowy gazociągu przechodzącego przez Afganistan, a następnie Pakistan do Indii. Dodatkowo, władze będą dążyć do pełniejszego wykorzystania rodzimych zasobów węglowodorów poprzez odkrywanie i zagospodarowywanie nowych złóż we współpracy z partnerami zagranicznymi. Turkmenistan wskazuje przy tym na już rozpoczęte wspólne projekty:

- z Azerbejdżanem na podstawie międzyrządowego porozumienia dotyczącego zagospodarowania złóż węglowodorów Dostluk pod dnem Morza Kaspijskiego,
- z Chinami poprzez współpracę z China National Petroleum Corporation (CNPC) w zakresie zagospodarowania złoża gazowego Galkynyş<sup>341</sup>.

Głównym partnerem politycznym i gospodarczym Turkmenistanu jest jednak Federacja Rosyjska<sup>342</sup>.

TAB. 14. **PRODUKCJA I EKSPORT GAZU ZIEMNEGO Z TURKMENISTANU W LATACH 2012 - 2021 W MLD M<sup>3</sup> ROCZNIE**

Rok	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Produkcja</b>	56,3	59,0	59,0	63,5	65,9	63,2	61,5	63,2	59,0	83,7
<b>Eksport</b>	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	45,0

Źródło: Opracowanie własne m.in. na podstawie publikacji eksperckich: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/2740/htm>

Zasoby gazu ziemnego znajdujące się w granicach opisanych wyżej czterech państw znajdujących się w region kaspijskim i Azji Centralnej wynoszą łącznie 25,9 bln m<sup>3</sup>.

339 A. Cohen, *Power Transition in Turkmenistan Could Mean Big Changes for Neighbors*, <https://www.forbes.com/sites/ariel-cohen/2022/02/25/power-transition-in-turkmenistan-could-mean-big-changes-for-neighbors/?sh=54be91591f22>

340 Rząd Turkmenistanu, *Modernization of the oil and gas industry is the most important vector for the growth of the economic power of Turkmenistan*, <https://turkmenistan.gov.tm/en/post/62006/modernization-oil-and-gas-industry-most-important-vector-growth-economic-power-turkmenistan>

341 Ibidem.

342 Nebit-Gaz, *Turkmenistan and Russia will expand cooperation in the field of energy and transport*, <https://www.oilgas.gov.tm/en/posts/news/4792/turkmenistan-and-russia-will-expand-cooperation-in-the-field-of-energy-and-transport>



## d. Uzbekistan

Należące do Uzbekistanu zasoby gazu ziemnego wg stanu na 2020 r. oszacowano na 0,8 bln m<sup>3</sup>, natomiast produkcja w tym samym roku osiągnęła poziom 47,1 mld m<sup>3</sup><sup>343</sup>. Gaz ziemny posiada kluczowe znaczenie dla gospodarki Uzbekistanu, odpowiadając za 85% produkcji energii elektrycznej oraz stanowiąc główne źródło dochodów eksportowych tego państwa. W przeciwieństwie do pozostałych państw regionu kaspijskiego i Azji Centralnej, zwiększanie eksportu gazu ziemnego nie jest priorytetem władz Uzbekistanu. Polityka gospodarcza tego państwa zakłada zwiększenie strumieni gazu na potrzeby krajowego przemysłu petrochemicznego elektroenergetyki. Przewiduje się, że w konsekwencji rozwoju gospodarczego konsumpcja gazu w Uzbekistanie w 2030 r. osiągnie poziom ok. 65 mld m<sup>3</sup>. Władze zainteresowane są współpracą z inwestorami zagranicznymi w zakresie lepszego zagospodarowania posiadanych złóż gazu ziemnego jednak nie w celu zwiększenia zdolności eksportowych ale zaspokojeniu rosnącego zapotrzebowania krajowego<sup>344</sup>. Aktualnie Uzbekistan przy wykorzystaniu transport przesyłowego eksportuje gaz do Chin, zajmując piąte miejsce wśród dostawców wykorzystujących rurociągi. Wielkość uzbeckiego eksportu na rynek chiński w 2019 r. osiągnęła poziom 12,2 mld m<sup>3</sup>. Opierając się na deklaracjach uzbeckiego rządu należy spodziewać się spadku ilości eksportowanego gazu, aż do jego wstrzymania w 2025 r.

Uzbekistan, pomimo posiadanych znaczących zasobów gazu ziemnego, nie może być postrzegany jako potencjalny dostawca gazu do Unii Europejskiej. Decyduje o tym przede wszystkim polityka gospodarcza tego kraju, która nie przewiduje rozwoju eksportu gazu na rynki międzynarodowe. Nie należy się więc spodziewać, że władze tego kraju będą skłonne angażować się w trudne i kosztowne przedsięwzięcia w postaci budowy infrastruktury przesyłowej łączącej go z rynkami gazu w Unii Europejskiej.

Państwem najbardziej skłonnym do współpracy w zakresie dostaw gazu ziemnego z Unią Europejską jest Azerbejdżan. Jednak jego obecne zdolności wydobywcze należy ocenić jako dalece niewystarczające w kontekście potrzeb importowych UE. Zwiększenie wydobycia oraz rozbudowa infrastruktury transportowej Azerbejdżanu wymagać będzie nie tylko konsekwentnego wsparcia politycznego ze strony UE, ale także zaangażowania finansowego w nowe strategiczne projekty gazowe. Jedyna niezależna od Rosji droga transportu gazu ziemnego z rejonu kaspijskiego i Azji Centralnej w kierunku europejskich rynków prowadzi przez Gruzję, a następnie Turcję. To właśnie przez terytoria tych państw przechodzi uruchomiony w 2018 r. gazociąg TANAP. Możliwości zwiększenia strumienia gazu przez ten korytarz transportowy są jednak ograniczone, maksymalnie do 10 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Państwa środkowoazjatyckie: Kazachstan, Turkmenistan i Uzbekistan są geograficznie oddalone od rynków europejskich i nie mają z nimi bezpośredniego połączenia transportowego w postaci magistrali rurociągowych. Z praktyki politycznej i gospodarczej wynika, że dla wymienionych państw głównym partnerem biznesowym w zakresie dostaw gazu i ewentualnych przedsięwzięć infrastrukturalnych stały się Chiny. W swoich planach strategicznych muszą też uwzględniać oddziaływanie oraz interesy swojego rosyjskiego sąsiada. Pozyskanie przez UE w najbliższych latach jakichkolwiek ilości gazu z regionu Azji Centralnej wydaje się w takich warunkach nieosiągalne.

343 BP, *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*, op. cit., 2021, s. 36.

344 J. Lillis, *Uzbekistan resumes gas exports to China*, <https://eurasianet.org/uzbekistan-resumes-gas-exports-to-china>

## 4.6. Dostawcy z Australii i Malezji

Według stanu na 2020 r. potwierdzone zasoby gazu ziemnego w Australii szacowano na 2,4 bln m<sup>3</sup>, natomiast w Malezji na 0,9 bln m<sup>3</sup>. Jest to znacznie mniej w porównaniu ze złożami Rosji, które wynoszą 37,4 bln m<sup>3</sup><sup>345</sup>. Biorąc pod uwagę eksport LNG przez Australię i Malezję z 2021 r., australijskie złoża mogłyby wystarczyć na 22 lata, a malezyjskie - na 27 lat. Australia i Malezja nie eksportują gazu rurociągami. Jeśli chodzi o LNG, w ciągu ostatniej dekady Australia stała się wiodącym eksporterem, a jego wolumeny wzrosły czterokrotnie (z 26 mld m<sup>3</sup> w 2011 r. do 108 mld m<sup>3</sup> w 2021 r.). Eksport Malezji pozostał na stabilnym poziomie ~35 mld m<sup>3</sup>/rok. W 2021 r. australijskie i malezyjskie LNG było konsumowane przez kraje położone w regionie Azji i Pacyfiku. Co najmniej 75% australijskiego eksportu jest sprzedawane w ramach długoterminowych kontraktów z użytkownikami azjatyckimi, a Australia zazwyczaj nie sprzedaje gazu do innych regionów świata.

TAB. 15. **IMPORTERZY AUSTRALIJSKIEGO I MALEZYJSKIEGO LNG W 2021 R.**

Importerzy australijskiego LNG	mld m <sup>3</sup> /rok (dane z 2021 r.)	Importerzy malezyjskiego LNG	mld m <sup>3</sup> /rok (dane z 2021 r.)
Chiny	43,6	Japonia	13,9
Japonia	36,3	Chiny	11,7
Korea Południowa	12,9	Korea Południowa	5,3
Tajwan	8,6	Tajlandia	1,5
Singapur	3,0	Tajwan	0,7
Malezja	2,1	Inne Azja i Pacyfik	0,2
Tajlandia	1,0	Singapur	0,1
Indie	0,4	Indie	0,1
<b>RAZEM</b>	<b>107,9</b>	<b>RAZEM</b>	<b>33,5</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy 2021*

345 BP, *Statistical Review of World Energy 2021*.



W połowie sierpnia 2022 r. część australijskiego LNG była jednak w drodze do Wielkiej Brytanii, co było pierwszym przypadkiem wysłania przez Australię dostawy LNG do Europy od co najmniej sześciu lat. Spekuluje się, że dodatkowe ilości LNG z Australii mogłyby zostać wyeksportowane ze względu na niższy popyt ze strony Chin. Podejrzewa się również, że ze względu na ograniczenia magazynowe w Wielkiej Brytanii, dostawy zostaną prawdopodobnie przekazane do UE<sup>346</sup>.

Powyższe miało miejsce po tym, jak na początku sierpnia 2022 roku Australijska Komisja Konkurencji i Konsumentów (ACCC) stwierdziła, że gaz, który nie został sprzedany w ramach kontraktów długoterminowych, powinien zostać udostępniony na miejscu w Australii, zanim zostanie wyeksportowany. ACCC złożyła takie oświadczenie w związku z istotnym ryzykiem niedoboru dostaw w 2023 r. we wschodniej Australii (zamieszkałej przez około 80% ludności kraju)<sup>347</sup>. Poinformowano również, że „patchworkowe” dostawy LNG są wysyłane z Azji (w tym gaz malezyjski) do Europy<sup>348</sup>, co jest postrzegane jako „rzadki i ryzykowny krok” polegający na pakowaniu resztek paliwa w pełne przesyłki, aby pomóc zaspokoić rosnący popyt w Europie cierpiącej na niedobór energii. W tych patchworkowych transportach miesza się zapasy LNG, które pozostały po częściowych dostawach z hubów takich jak Australia i Oman do klientów w Azji Południowo-Wschodniej. Nadmiar LNG jest przesyłany na jeden statek na oceanie, aby stworzyć nową dostawę hybrydową, która może być następnie sprzedana do Europy.

Zgodnie z danymi IGU<sup>349</sup>, zwiększenie zdolności eksportowych LNG z Australii planowane jest w 2026 r. dzięki instalacji Pluto LNG Train 2 (5 MTPA lub 6,9 mld m<sup>3</sup> rocznie, obecnie w budowie). Według oświadczenia minister ds. zasobów naturalnych z końca sierpnia 2022 r., rząd Australii umożliwi eksplorację ok. 47 tys. km<sup>2</sup> obszarów morskich w poszukiwaniu złóż ropy naftowej oraz gazu<sup>350</sup>, brak jednak bardziej konkretnych informacji o planowanych nowych zdolnościach wytwórczych LNG w najbliższych latach. Najnowsza publikacja IEA (World Energy Outlook 2022) zwraca uwagę, iż - w zależności od scenariusza - produkcja LNG przez Australię wzrośnie maksymalnie do 165 mld m<sup>3</sup> w horyzoncie 2030 r., po czym w horyzoncie 2050 r. będzie sukcesywnie spadać. Jednocześnie, IEA przewiduje, że gaz z Australii w horyzoncie 2030 oraz 2050 r. sprzedawany będzie do Japonii, Korei Płd., Chin, Indii oraz innych rozwijających się krajów azjatyckich. Według Agencji, w horyzoncie 2030 oraz 2050 r. dostawy z Australii nie będą kierowane do Unii Europejskiej (Rys. 39.).

346 S. Paul, F. Tan, *Europe's dash for gas puts Australia's LNG import plans at risk*, <https://www.reuters.com/business/energy/europes-dash-gas-puts-australias-lng-import-plans-risk-2022-05-30/>

N. Nanji, *UK to receive shipment of Australian gas next week*, <https://www.bbc.com/news/business-62570900>

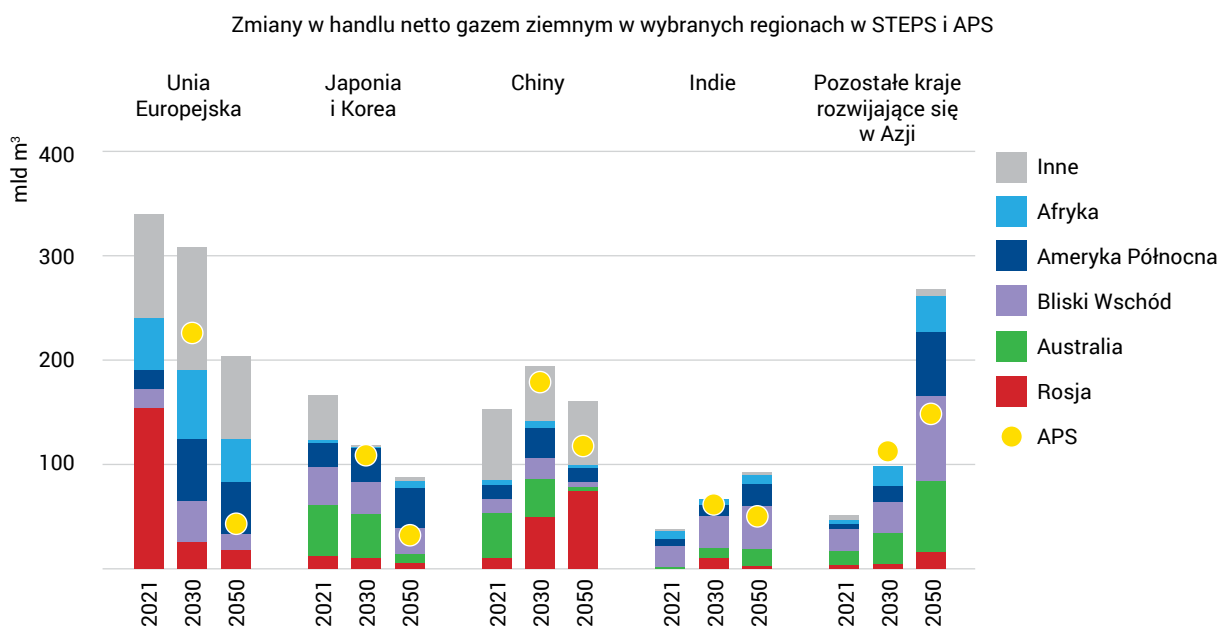
M. Rashad, *Britain to receive rare LNG cargo from Australia, Oman*, <https://www.reuters.com/business/energy/britain-receive-rare-lng-cargo-australia-2022-08-17/>

347 S. Stapczynski, B. Westcott, *Top LNG Exporter Australia Is Told to Keep More Fuel At Home*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-01/australia-watchdog-warns-of-natural-gas-crunch-in-top-exporter>

348 A. Koh, *Patchwork LNG Cargoes From Asia Are Helping Meet Europe's Energy Demand*, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-30/patchwork-lng-cargoes-from-asia-are-helping-meet-europe-s-demand?leadSource=verify%20wall>

349 IGU, *World LNG Report 2022*, <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/>

350 Ministerstwo Przemysłu Australii, *New petroleum acreage to provide energy security*, <https://www.minister.industry.gov.au/ministers/king/media-releases/new-petroleum-acreage-provide-energy-security>

RYS. 39. **ROZWÓJ GLOBALNEGO HANDLU GAZEM ZIEMNYM W HORYZONCIE 2030 ORAZ 2050 R.**

Krótkoterminowe zapotrzebowanie Europy na import gazu spoza Rosji prowadzi do zmiany równowagi w światowych przepływach gazu oraz do wzrostu konkurencji dla LNG z wschodzącymi rynkami gazu w Azji

Źródło: IEA, World Energy Outlook 2022

W przypadku Malezji IEA przewiduje, że produkcja gazu ziemnego w horyzoncie 2030 r. pozostanie na niezmiennym poziomie, ponieważ nowe inwestycje z ostatnich lat to moce odtworzeniowe, zastępujące produkcję ze złóż zbliżających się do końca eksploatacji.

Według IEA, krótkoterminowa luka w dostawach gazu do UE mogłaby być zapełniona przez dostawy LNG w ramach rynku spot przekierowane z innych rynków. To oznacza jednak konieczność zaoferowania dostawcom globalnym korzystniejszych warunków cenowych, co docelowo przełoży się na wzrost cen gazu w Europie. Dodatkowo, należy zwrócić uwagę na czynniki związane z czasem dostaw LNG z Australii do UE, który jest dłuższy niż dostawy na rynki azjatyckie (z uwagi na różnice w dystansie pomiędzy Australią a UE oraz Australią a rynkami takimi jak Chiny czy Japonia). W tym sensie, na wzrost kosztów gazu dostarczanego z Australii do UE wpłynąć mogą więc także koszty transportu.

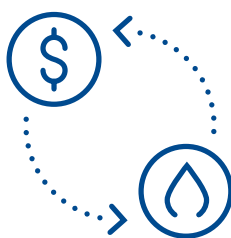
W świetle powyższego istnieje niskie prawdopodobieństwo, aby Australia i Malezja mogły być znaczącym źródłem krótkoterminowych dostaw gazu do UE w roku gazowym 2022/2023 (w obliczu niedoborów dostaw z Rosji), jak również w horyzoncie średnio- (2030 r.) oraz długoterminowym (2050 r.).

## Podsumowanie rozdziału

- » Norwegia pozostanie ważnym i stabilnym sprzedawcą gazu do Unii Europejskiej, choć o ograniczonych możliwościach zwiększania dostaw. W ostatnich latach dostawy z Norwegii pokrywały od 20% do 25% zapotrzebowania UE na gaz. Norweskie rezerwy wynoszące 1,4 bln m<sup>3</sup> pozwolą na utrzymanie dotychczasowego poziomu produkcji i eksportu przez najbliższe 15–20 lat. 23 czerwca 2022 r. wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej Frans Timmermans i komisarz ds. energii Kadri Simson uzgodnili z Norwegią dalsze zacieśnianie ścisłej współpracy w dziedzinie energetyki, a szczególnie w kontekście zapewnienia długoterminowych dostaw ropy i gazu ziemnego do UE. Podkreślono że Norwegia posiada jeszcze znaczne zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego i może nadal być dużym dostawcą dla Europy również w dłuższej perspektywie po 2030 r. Oceniono także, że dzięki utrzymującej się dużej wydajności wydobywania na złożach norweskich, jeszcze w 2022 r. do UE może dotrzeć dodatkowo 100 TWh gazu, czyli ok. 9,5 mld m<sup>3</sup>.
- » Wielka Brytania, pomimo braku zdolności eksportowych netto, jest istotnym elementem europejskiego rynku gazu ziemnego, który bierze udział w obrocie tym surowcem w skali kontynentalnej. Państwo to dysponuje drugą co do wielkości infrastrukturą regazyfikacyjną dla LNG w Europie po Hiszpanii. Na jej wybrzeżach funkcjonują trzy terminale LNG o łącznej rocznej przepustowości 56,1 mld m<sup>3</sup>. W związku z tym Wielka Brytania odegrała kluczową rolę w dostawach gazu do Europy w I kwartale 2022 r. Brytyjski eksport gazu do UE we wspomnianym okresie wzrósł dwukrotnie. Dostawy były realizowane przy wykorzystaniu połączeń międzysystemowych z Belgią i Holandią.
- » Stany Zjednoczone to największy producent i eksporter gazu skroplonego spośród dostawców z Ameryki Północnej. Amerykańskie wydobywanie gazu w 2021 r. osiągnęło poziom 934, 2 mld m<sup>3</sup> i przewyższyło rosyjską produkcję o 232,5 mld m<sup>3</sup>. Według stanu na sierpień 2022 r. w Stanach Zjednoczonych działa siedem instalacji do skraplania LNG, których łączna zdolność eksportowa wynosi 144,6 mld m<sup>3</sup>. Natomiast łączna moc terminali eksportowych znajdujących się w budowie wynosi 43,34 mld m<sup>3</sup>. Amerykańskie firmy systematycznie umacniają swoją pozycję na rynku UE sprzedając na nim między kwietniem 2016 r. a styczniem 2022 r. łącznie 64 mld m<sup>3</sup> gazu. W przeciągu najbliższych 2-3 lat dostawcy ze Stanów Zjednoczonych mogą w dużej mierze zastąpić na rynku UE wyeliminowany rosyjski surowiec.
- » Zatoka Perska historycznie była największym na świecie źródłem węglowodorów. W regionie tym znajduje się p 39% światowych potwierdzonych rezerw gazu ziemnego. Pomimo ogromnych złóż gazu ziemnego w regionie, obecność państw Zatoki Perskiej na światowym rynku gazu ziemnego jest stosunkowo ograniczona. Regionalnym liderem produkcji i eksportu gazu jest Katar, odgrywa znaczącą rolę na światowym rynku tego surowca. Katar posiada drugą co do wielkości na świecie zdolność instalacji skraplania LNG, wynoszącą 106,18 mld m<sup>3</sup>. W warunkach obecnego kryzysu gazowego i konieczności odejścia od rosyjskiego surowca, zasoby Kataru powinny być postrzegane jako istotne źródło zaopatrzenia dla Unii Europejskiej. Państwo to jest jednak wymagającym partnerem handlowym, który charakteryzuje się dużą asertywnością w obronie swoich interesów ekonomicznych.

- » W obrębie Afryki największe potwierdzone rezerwy posiada Nigeria - 5,5 bln m<sup>3</sup>, następnie Algieria - 2,3 bln m<sup>3</sup>, Egipt - 2,1 bln m<sup>3</sup> i Libia - 1,4 bln. Współpraca z dostawcami afrykańskimi powinna w kolejnych latach zwiększać konkurencyjność handlu gazem w Unii Europejskiej. Zwiększenie dostarczanych do Europy wolumenów LNG wymagać jednak będzie inwestycji w nowe moce terminalowe na afrykańskich wybrzeżach.
- » W regionie kaspijskim pokrywającym się częściowo z Azją Centralną znajduje się czterech znaczących producentów gazu ziemnego: Azerbejdżan, Kazachstan, Turkmenistan i Uzbekistan. Biorąc pod uwagę uwarunkowania geopolityczne oraz stan infrastruktury transportowej partnerem UE w zakresie dostaw gazu w średniej perspektywie czasowej pozostanie jedynie Azerbejdżan. Potwierdzone zasoby surowca w Azerbejdżanie wg danych na 2021 r. wynoszą 2,6 bln m<sup>3</sup>. W ostatnich 10 latach produkcja gazu ziemnego konsekwentnie wzrasta osiągając w 2021 r. poziom 43,9 mld m<sup>3</sup>, co oznacza wzrost o 18,1% od 2020 roku<sup>351</sup>. Podobnie sytuacja kształtuje się w przypadku eksportu, którego wielkość w 2021 r. wyniosła 18,9 mld m<sup>3</sup>, zwiększając się w stosunku do roku poprzedniego aż o 39,8%. Rynki UE połączone są z Azerbejdżanem infrastrukturą rurociągową w ramach Południowego Korytarza Gazowego. Pełna przepustowość tego połączenia ma osiągnąć poziom 20 mld m<sup>3</sup> do końca 2022 r.
- » Według stanu na 2020 r. potwierdzone zasoby gazu ziemnego w Australii szacowano na 2,4 bln m<sup>3</sup>, natomiast w Malezji na 0,9 bln. Rynkiem zbytu dla tych dostawców była w pierwszej kolejności Azja Wschodnia. W ostatnich latach Europa ze względu na dystans geograficzny nie znajdowała się w polu zainteresowania australijskich i malezyjskich eksporterów. Istnieje niskie prawdopodobieństwo, aby Australia i Malezja mogły być znaczącym źródłem krótkoterminowych dostaw gazu do UE w roku gazowym 2022/2023 (w obliczu niedoborów dostaw z Rosji), jak również w horyzoncie średnio- (2030 r.) oraz długoterminowym (2050 r.).

351 *Azərbaycan Respublikasının Energetika Nazirliyi tərəfindən 2021-ci ildə görülmüş işlərə dair*, op. cit. s. 10.



# 5 ROZDZIAŁ

## Perspektywy zbilansowania rynków gazu Unii Europejskiej



## 5.1. Analiza rocznych prognoz podaży ENTSO-G na lata 2022/2023

Do oceny szans na ponowne zbilansowanie podaży i popytu na unijnych rynkach gazu wykorzystano najnowsze szacunki opracowane przez Europejską Sieć Operatorów Przesyłowych Gazu (ang. European Network of Transmission System Operators for Gas – ENTSOG). Uwzględnia ona już okoliczności i konsekwencje związane z ostatnim kryzysem gazowym w Europie.

### a. Założenia modelowania

Roczna prognoza podaży ENTSOG na lata 2022/2023<sup>352</sup> bada możliwą ewolucję dostaw gazu, a także zdolność infrastruktury gazowej do zaspokojenia popytu krajowego w UE, potrzeb w zakresie zatłaczania i zakłóceń w dostawach z Rosji.

Zgodnie z danymi ENTSOG maksymalny potencjał dostaw gazu ziemnego do UE (z wyłączeniem dostaw gazociągów i LNG z Rosji) wynosi ~ 349 mld m<sup>3</sup>/rok, w podziale na maksymalnie 152 mld m<sup>3</sup>/rok LNG i 197 mld m<sup>3</sup>/rok gazu rurociągowego (Tab. 16.). Maksymalny potencjał podaży różnych źródeł uzyskanych przez ENTSOG opierał się na dziesięcioletniej historii (dostępność historyczna). Analizy ENTSOG uwzględniają istniejącą europejską infrastrukturę gazową, a także projekty (gazociągi i terminale LNG/FSRU), które mają zostać oddane do użytku w okresie modelowania.

352 ENTSOG, *ENTSOG publishes its Yearly Supply Outlook 2022/2023 in response to disruption of Russian gas supply*, [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-07/PR0278\\_220727\\_Press%20Release\\_ENTSOG%20publishes%20its%20Yearly%20Outlook%20Review%20report%202022-23\\_Final.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-07/PR0278_220727_Press%20Release_ENTSOG%20publishes%20its%20Yearly%20Outlook%20Review%20report%202022-23_Final.pdf)

TAB. 16. **MAKSYMALNY POTENCJAŁ DOSTAW GAZU ZIEMNEGO DO UE Z KIERUNKÓW SPOZA ROSJI (GWh/DZIEŃ, PRZELICZONE NA MLD M<sup>3</sup>/ROK) ZGODNIE Z DANymi ENTSOG Z LIPCA 2022 R.**

Źródło zaopatrzenia	GWh/dzień (stan na lipiec 2022 r.)	Bcm/rok (obliczenia własne)
Dostawa z Rosji	Założone zero	Założone zero
LNG (z wyłączeniem Rosji)	4,745	152
Rurociąg: Norwegia	4,153	133
Rurociąg: Afryka Północna*	1,636	52
Rurociąg: region Kaspijski	375	12
<b>ŁĄCZNY</b>	<b>10,909</b>	<b>349</b>

\*W przypadku dostaw rurociągami Afryka Północna obejmuje Algierię, Libię, Maroko i Tunezję.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ENTSOG Yearly Supply Outlook 2022/2023

Analizowany okres to rok gazowy 2022/2023 (od 1 października 2022 r. do 30 września 2023 r.), a przypadki są modelowane w ramach dwóch scenariuszy: scenariusz bazowy i wrażliwość 1-3 (Tab. 17).

TAB. 17. **WRAŻLIWOŚCI MODELOWANE PRZEZ ENTSO-G W ROCZNEJ PROGNOZIE PODAŻY 2022/2023**

Modelowana obudowa	Zakłócenia w dostawach rosyjskiego gazu z:	Możliwości techniczne:	Dodatkowy LNG:	Redukcja popytu:
Scenariusz odniesienia	1 lipca 2022 r.	Firma	Nie	Nie
Czułość 1	1 lipca 2022 r.	<b>Rozszerzone</b>	Nie	Nie
Czułość 2	1 lipca 2022 r.	<b>Rozszerzone</b>	<b>Tak</b>	Nie
Czułość 3	1 lipca 2022 r.	<b>Rozszerzone</b>	Nie	<b>Tak</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ENTSO-G Yearly Supply Outlook 2022/2023

ENTSOG zastrzega, że jest to ocena gotowości infrastruktury gazowej UE do radzenia sobie z nadchodzącym rokiem gazowym w ramach różnych wrażliwości i nie jest prognozą na przyszłość.

Modelowanie ENTSOG uwzględnia poziomy zapełnienia magazynów na 1 lipca 2022 r. (średnia UE wynosząca 59%). Poziomy te wykorzystano jako dane wejściowe do oszacowania średnich poziomów składowania w UE na 1 października 2022 r. na poziomie 71%.

## b. Analiza wyników modelowania ENTSOG

Podsumowanie modelowania ENTSOG prezentujemy w Tab. 18.

TAB. 18. **PODSUMOWANIE MODELOWANIA ENTSOG W ROCZNEJ PROGNOZIE PODAŻY 2022/2023**

Modelowany scenariusz	Wnioski z modelowania ENTSOG
<p><b>Scenariusz bazowy</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- niezmiennie możliwości techniczne infrastruktury</li> <li>- brak dodatkowego LNG</li> <li>- brak redukcji popytu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Roczny niedobór gazu w całej UE w 2022/23 r.</b> wynosi ~ 18 mld m<sup>3</sup> (co odpowiada ~ 5% rocznego zużycia w UE w 2021 r.)</li> <li>• <b>Wewnętrzne wąskie gardła w infrastrukturze UE uniemożliwiają wystarczający transport</b> gazu z zachodu na wschód Europy i z południa na północ</li> <li>• Popyt nie może zostać zaspokojony w sezonie zimowym 2022/2023, co <b>skutkuje redukcjami popytu</b></li> <li>• Poziomy redukcji popytu różnią się w poszczególnych krajach; <b>Europa Środkowo-Wschodnia, Europa Południowo-Wschodnia, kraje bałtyckie i Finlandia są najbardziej podatne na ograniczenia.</b> Średnio, skala redukcji popytu w tych regionach może wynieść 20% popytu każdego dnia sezonu zimowego (w tym. w kwietniu)</li> <li>• <b>Lepsza sytuacja w zakresie magazynowania w dniu 1 października 2022 r. bezpośrednio poprawiłaby sytuację w całym roku pod względem zmniejszenia skali redukcji popytu</b> (zwłaszcza w krajach Europy Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej); każde 10% dodatkowego poziomu zapełnienia magazynów gazu na poziomie UE odpowiada dodatkowym 10 mld m<sup>3</sup> dostępnym na rynku w zimie</li> <li>• <b>Jednakże, osiągnięcie gotowości na zimę 2023/2024</b> (tj. osiągnięcie 90% zapełnienia magazynów gazu w dniu 1 października 2023 r.) <b>zwiększa ograniczenia popytu w krajach UE</b></li> </ul>
<p><b>Analiza wrażliwości 1</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- zwiększone możliwości techniczne</li> <li>- brak dodatkowego LNG</li> <li>- brak redukcji popytu</li> </ul>	<p><b>Modelowany niedobór gazu w UE nie zmienia się (~18 mld m<sup>3</sup>)</b></p> <p>Ze względu na możliwe zwiększenie zdolności infrastrukturalne (zidentyfikowane i oszacowane przez OSP) można by złagodzić wewnętrzne wąskie gardła, co doprowadziłoby do poprawy przepływów gazu z zachodu na wschód UE</p> <p><b>Ulepszenia infrastruktury umożliwiają bardziej równomierny podział ograniczeń (redukcji) popytu</b> między kraje UE</p>

<p><b>Wrażliwość 2</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- zwiększone możliwości techniczne</li> <li>- dodatkowy LNG</li> <li>- brak redukcji popytu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zakłada się zwiększone wykorzystanie przepustowości terminali LNG i zwiększenie zdolności przesyłowych rurociągów</li> <li>• Zakłada się, że potencjał dostaw LNG do UE będzie nieograniczony</li> <li>• W związku z tym ograniczenia importu LNG są ustalane przez wąskie gardła infrastruktury UE (nawet po ulepszeniach)</li> <li>• <b>Zwiększone moce i dodatkowe dostawy LNG zwiększają możliwość dzielenia się ograniczeniami poprzez współpracę</b> (Europa Zachodnia łagodzi regionalne ograniczenie i wysyła znaczne ilości w kierunku wschodnim)</li> <li>• <b>Całkowite redukcje popytu szacuje się na ~6 mld m<sup>3</sup></b></li> </ul> <p><b>Zastrzeżenie ENTSO-G:</b> globalne ograniczenia zdolności eksportowych LNG i popyt na LNG poza UE powodują znaczną niepewność co do dodatkowej dostępności LNG zakładanej w wrażliwości 2</p>
<p><b>Wrażliwość 3</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- zwiększone możliwości techniczne</li> <li>- brak dodatkowego LNG</li> <li>- redukcja popytu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Skoordynowana długoterminowa redukcja popytu może być jednym z możliwych działań, które mogą poprawić sytuację na rynku gazu podczas długoterminowych zakłóceń</li> <li>• <b>Skoordynowane działania inicjowane przez decydentów politycznych prowadzące do równomiernej reakcji na redukcję zapotrzebowania w całej UE nie mogą zostać pominięte jako istotny środek łagodzący, ale jednocześnie stanowiłyby poważne wyzwanie</b></li> <li>• Odpowiedź odbioru na poziomie 15% w całej Europie wraz ze zwiększonymi zdolnościami w pełni łagodzi ograniczenie (redukcję) popytu, gdy nie bierze się pod uwagę gotowości długoterminowej (brak celu w zakresie magazynowania na dzień 1 października 2023 r.)</li> </ul>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ENTSOG Annual Supply Outlook 2022/2023.

Należy zauważyć, że ocena ENTSOG uwzględnia standardową (nie mroźną) zimę. W przypadku mroźnej zimy ograniczenie popytu w UE byłoby wyższe. Należy także zastrzec, że biorąc pod uwagę dynamikę sytuacji geopolitycznej, istnieje większe ryzyko, że niedobory gazu będą większe niż wartości modelowane przez ENTSO-G (uważamy, że niedobory mniejsze niż modelowane są mniej prawdopodobne).

Na podstawie tabeli nr 18, można sformułować następujące kluczowe uwagi i wnioski:

- Zgodnie ze scenariuszem bazowym na rok gazowy 2022/23 łącznie ~18 mld m<sup>3</sup> zapotrzebowania na gaz w całej UE może być zagrożone ograniczeniem poboru z powodu braku dostaw z Rosji. Powyższe opiera się o modelowanie zakładające brak poprawy zdolności technicznych, brak dodatkowego LNG i brak działań po stronie redukcji popytu;
- Wrażliwość 1 pokazuje, że zwiększone zdolności transportowe w całej UE pomagają efektywniej wykorzystywać pojemności magazynowe i rozkładają ryzyko ograniczenia bardziej równomiernie w poszczególnych krajach, ale nie przekładają się na zmniejszenie wielkości ograniczenia

(nadal ~18 mld m<sup>3</sup>); Jednakże, zgodnie z analizą MFW<sup>353</sup>, pomimo oczekiwania, że zwiększona przepustowość może pozwolić na bardziej równy podział przepływów gazu, warto również wspomnieć, że „solidarność dzielenia się” może być problematyczna ze względu na ustalenia umowne – nie wszystkie kraje w pełni określiły w prawie, kto ma być chroniony, a do lipca 2022 r. sfinalizowano tylko sześć dwustronnych umów solidarnościowych między krajami;

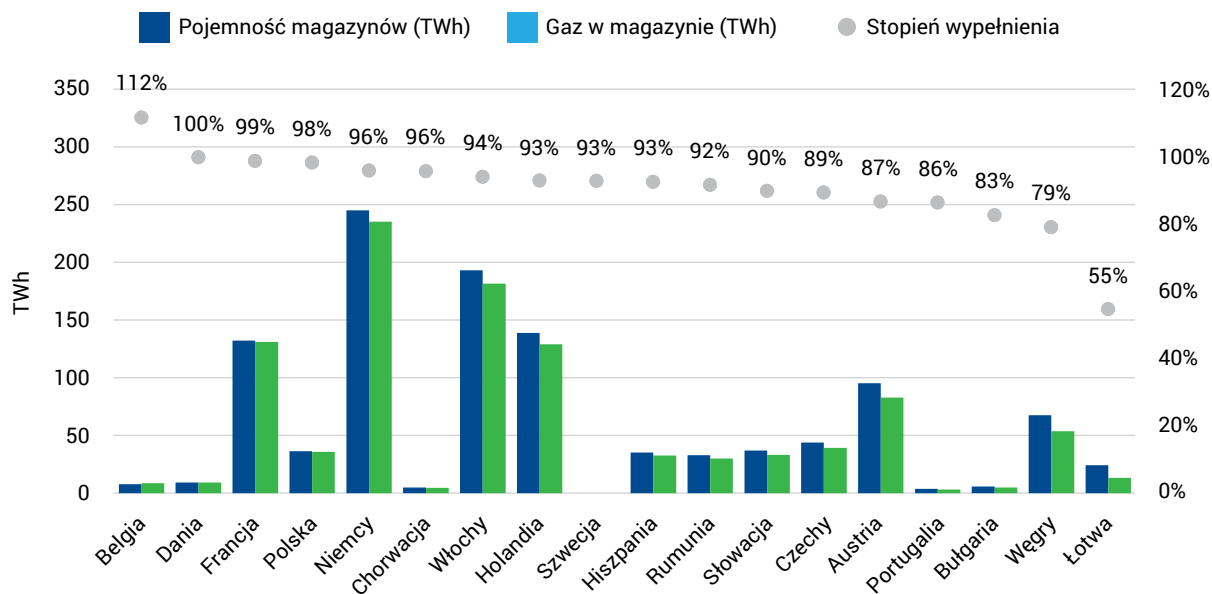
- Zwiększona przepustowość terminali LNG i sieci przesyłowych w połączeniu z dodatkowymi dostawami LNG (jak zakłada się dla Wrażliwości 2) poprawiają możliwość podziału ograniczeń poprzez współpracę i zmniejszają ryzyko ograniczenia do ~6 mld m<sup>3</sup> (ze względu na możliwość importu przez UE 12 mld m<sup>3</sup> LNG w zależności od dostępności paliwa na światowym rynku LNG);
- Wyniki Wrażliwości 3 wskazują, że środki zarządzania popytem (wprowadzone oprócz zwiększonych zdolności technicznych) mogą ograniczyć ryzyko ograniczeń. We Wrażliwości 3 nadal spodziewa się niedoborów gazu i wynikającego z tego zmniejszenia zużycia, ale **zasadnicza różnica polega na tym, iż bieżącą sytuacją można zarządzać poprzez przygotowane, zakomunikowane, uzgodnione i bardziej przewidywalne warunki** uczestnictwa konsumentów w redukcjach zapotrzebowania w przeciwieństwie do wymuszonych działań ograniczających, które mają bardziej przypadkowy charakter (patrz poniżej).

Analizując perspektywę ENTSOG i powyższe wnioski, szczególnie ważne jest skomentowanie następujących aspektów:

- aktualny poziom wypełnienia magazynów gazu w Europie oraz cen gazu na rynku hurtowym,
- różnice między wymuszonym ograniczaniem popytu a działaniami o charakterze skoordynowanego zarządzania odpowiedzią strony popytowej,
- dostępność dodatkowego LNG na rynku UE.

353 Międzynarodowy Fundusz Walutowy, G. D. Bella, M. J. Flanagan, K. Foda, S. Maslova, A. Pienkowski, M. Stuermer, F. G. Toscani, *Natural Gas in Europe: The Potential Impact of Disruptions to Supply*, <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2022/07/18/Natural-Gas-in-Europe-The-Potential-Impact-of-Disruptions-to-Supply-520934>

RYS. 40. POZIOMY ZAPEŁNIENIA MAGAZYNÓW GAZU W EUROPIE (STAN NA 17.10.2022)



**Uwaga:** Finlandia, Estonia, Litwa, Słowenia, Grecja i Irlandia nie posiadają mocy magazynowych. Posiadają natomiast umowy solidarnościowe z innymi krajami członkowskimi.

Źródło: How much gas have the EU countries stored? - Consilium (europa.eu)

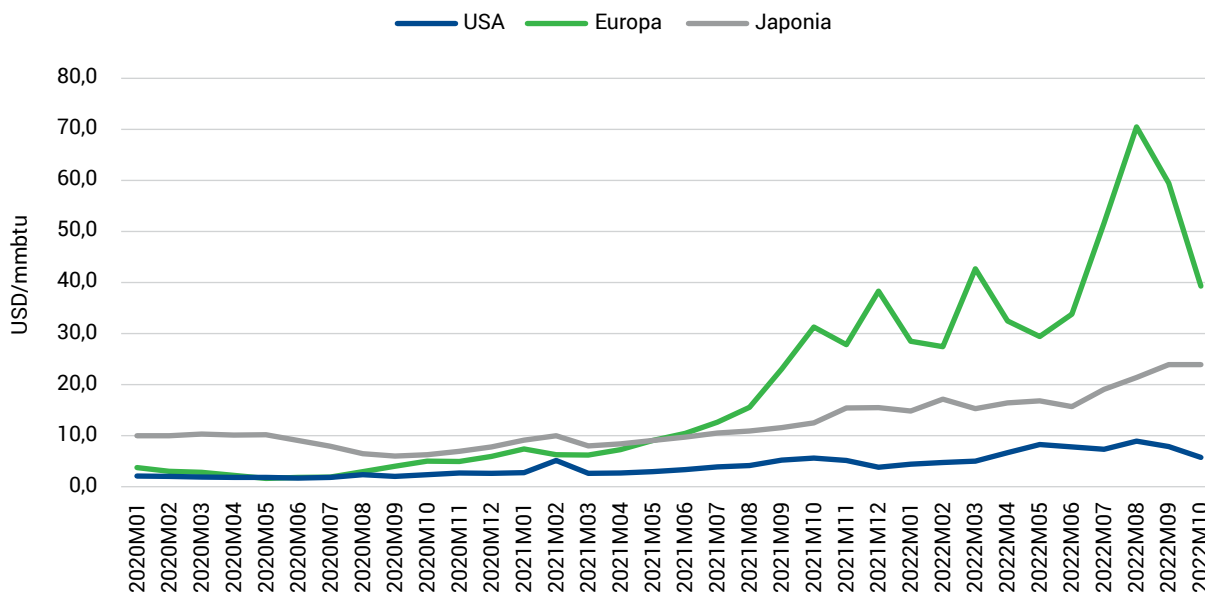
W komunikacie w sprawie bezpieczeństwa dostaw i przystępnych cen energii<sup>354</sup> opublikowanym 23 marca 2022 r. Komisja Europejska zaproponowała obowiązek składowania gazu na poziomie co najmniej 80% do 1 listopada 2022 r., wzrastając do 90% w kolejnych latach. Jak zobrazowano na Rys. 40., praktycznie wszystkie kraje UE osiągnęły cel 80% w połowie października 2022 r., a w większości z nich wypełnienie wyniosło ponad 90%.

Jak wskazano na Rys. 41., po okresie gwałtownych wzrostów cen gazu w Europie od marca 2022 r., wrzesień i październik były miesiącami istotnych spadków. Niemniej jednak, cena hurtowa gazu w Europie pozostaje istotnie wyższa niż ceny w innych obszarach świata, co może przełożyć się na zwiększoną atrakcyjność Europy dla dostawców LNG.

354 Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Bezpieczeństwo dostaw i przystępne ceny energii: Warianty natychmiastowych działań i przygotowania do następczej zimy, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0138&from=EN>



RYS. 41. TRENDY CEN GAZU ZIEMNEGO W EUROPIE, JAPONII I USA



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych o cenach surowców Banku Światowego, *Commodity Markets*, <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

Omawiając różnicę między wymuszonymi ograniczeniami popytu a skoordynowanym zarządzaniem stroną popytową, warto podkreślić, że są to dwa wyraźnie różne środki mające na celu rozwiązanie problemu równowagi popytu i podaży gazu w obecnej bezprecedensowej sytuacji geopolitycznej w Europie. Wymuszone ograniczenia popytu są ogólnie rozumiane jako nadzwyczajny środek ostateczny stosowany przez operatorów systemów w celu ochrony bezpieczeństwa dostaw i obejmuje działania o nieplanowanym i przymusowym charakterze, które mogą prowadzić do chaosu i zakłóceń na rynku. Natomiast skoordynowana odpowiedź strony popytowej polega na uprzednim przygotowaniu obejmującym uzgodnione i przewidywalne warunki uczestnictwa konsumentów, a następnie odpowiednich, uzgodnionych zrachowaniach strony popytowej w odpowiedzi na ogłoszenie przez operatorów systemów okresów wymagających redukcji popytu w celu zachowania bezpieczeństwa pracy systemu.

Biorąc pod uwagę powyższe, działania oparte na skoordynowanej odpowiedzi strony popytowej a nie na wymuszonych ograniczeniach, powinny być bardziej akceptowalne przez rynek i w konsekwencji zapewnić większą kontrolę nad równowagą podaży i popytu w UE. To z kolei pomogłoby w:

- ograniczeniu ryzyka związanego z ciasnym rynkiem LNG, gdzie – jak wspomniano wcześniej – pozyskanie dodatkowych dostaw dla UE może być bardzo trudne w perspektywie krótkoterminowej;
- zarządzaniu zużyciem gazu w UE w okresach szczytowego zapotrzebowania;
- wykorzystaniu dobrowolnie nieskonsumowanych ilości gazu do napełniania magazynów i zbliżenia się do celów 80–90%;
- generalnie lepszym zarządzaniu ryzykiem szoków cenowych.

Jak wskazano wcześniej, według stanu na połowę października 2022 r. magazyny w praktycznie każdym kraju UE są wypełnione w co najmniej 80% (w wielu krajach w ponad 90%). Sytuacja ta pozwala na chwilę obecną wnioskować, iż krajom UE udało się osiągnąć wyższy poziom wypełnienia niż zakładano w analizie ENTSOG, gdzie wskazano, iż wypełnienie magazynów w lipcu 2022 r. wynosiło 59%, a celem na październik 2022 r. było 71%. Należy także wskazać, że ceny na rynku hurtowym gazu we wrześniu i październiku 2022 r. odnotowały istotne spadki. Powyższe pozwala wnioskować o obecnym zmniejszeniu ryzyka związanego z brakiem dostaw gazu w ramach UE, lecz trzeba pamiętać, że sytuacja geopolityczna na linii EU-Rosja jest dynamiczna i trudna do przewidzenia.

Omawiając kwestię skoordynowanego zarządzania popytem należy zauważyć, że większe poczucie bezpieczeństwa oferowane operatorom systemów przez środki reagowania na zapotrzebowanie wymaga wysiłku i wiąże się z kosztami. **Uważa się, że do wdrożenia systemów skoordynowanej odpowiedzi strony popytowej na gaz w celu zarządzania obecnym kryzysem dostaw potrzebne będą następujące działania i koszty:**

- stworzenie koncepcji działania systemów zarządzania popytem;
- komunikowanie i konsultowanie zasad działania tych systemów z zainteresowanymi stronami;
- informowanie klientów o korzyściach płynących z systemów oraz zapewnianie ich zrozumienia i akceptacji;
- przekonanie odbiorców i wskazanie sposobów dobrowolnego wstrzymania konsumpcji;
- zabezpieczenie odpowiednich zachowań klientów na zasadach kontraktowych;
- zabezpieczenie finansowania na potrzeby wynagradzania klientów za wstrzymaną konsumpcję;
- stworzenie warstwy operacyjnej umożliwiającej realizację odpowiedzi strony popytowej w razie potrzeby (np. operacyjne kanały komunikacji, metody zarządzania danymi, aplikacje na urządzenia mobilne itp.);
- wypłata wynagrodzenia konsumentom za wstrzymaną konsumpcję.

Jak zauważa MFW, „(...) kilka poszczególnych krajów rozpoczęło również kampanie zachęcające do oszczędzania energii przez gospodarstwa domowe i rządy (...), podczas gdy Niemcy zamierzają opracować mechanizm rekompensaty dla firm za zmniejszenie zużycia gazu. Wstępne dane za pierwsze półrocze 2022 r. sugerują, że dochodzi do pewnej korekty popytu. Niemniej jednak istnieje wystarczające uzasadnienie, aby UE dalej przyspieszała wysiłki w celu złagodzenia potencjalnych niedoborów zimą 2022–23 r. i odbudowy tego, co może być bardzo niepewnym poziomem składowania w magazynach latem 2023 r. Należy skoncentrować się na rozwiązaniu problemu tarć dostosowawczych, zachęcaniu do silniejszego wyważenia popytu i zapewnieniu lepszych ustaleń dotyczących podziału”<sup>355</sup>.

355 Międzynarodowy Fundusz Walutowy, G. D. Bella, M. J. Flanagan, K. Foda, S. Maslova, A. Pienkowski, M. Stuermer, F. G. Toscani, op. cit.

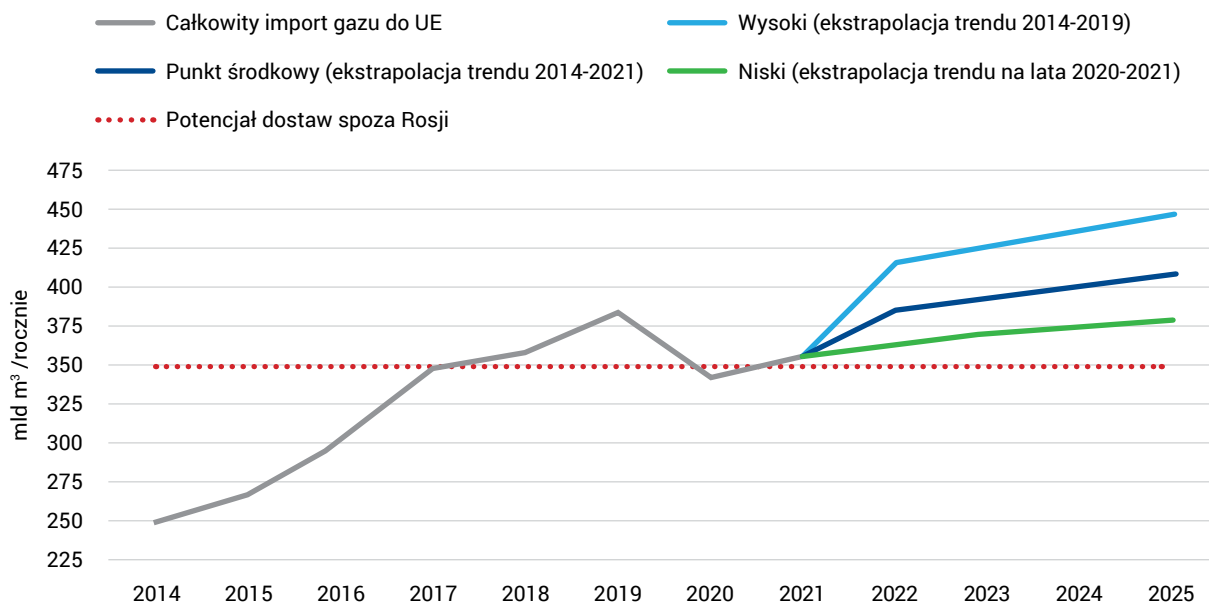
## 5.2. Analiza trendów: dane historyczne i średnioterminowa przyszłość

Aby uzupełnić krótkoterminowe ustalenia ENTSOG, przeprowadzono analizę trendów perspektywicznych (okres perspektywiczny 2022-2025) mającą na celu ilościowe określenie średnioterminowej luki popyto-wo-podażowej spowodowanej brakiem dostaw do Rosji. Na podstawie danych historycznych oraz analizy trendów dotyczących całkowitego rocznego importu gazu ziemnego do UE (patrz: dane w rozdziale pierwszym), zbudowano prognozy całkowitego importu gazu do UE w latach 2022-2025. Zastosowano metodę jak niżej:

- historyczny całkowity import za lata 2014-2019 (tj. bez lat pandemii COVID-19 2020-2021) został wykorzystany do wyprowadzenia najwyższej trajektorii na lata 2022-2025;
- historyczny całkowity import w latach 2014-2021 (tj. z latami pandemii COVID-19 2020-2021) wykorzystano do wyprowadzenia trajektorii pośredniej na lata 2022-2025;
- historyczny całkowity import na lata 2020–2021 (tj. tylko lata pandemii COVID-19) wykorzystano do wyprowadzenia najniższej trajektorii na lata 2022–2025.

Powyższe trajektorie, reprezentujące roczny popyt UE na importowany gaz (niezależnie od pochodzenia) w latach 2022-2025, zostały następnie skonfrontowane z potencjałem dostaw spoza Rosji. Jest to przedstawione na rysunku nr 42.

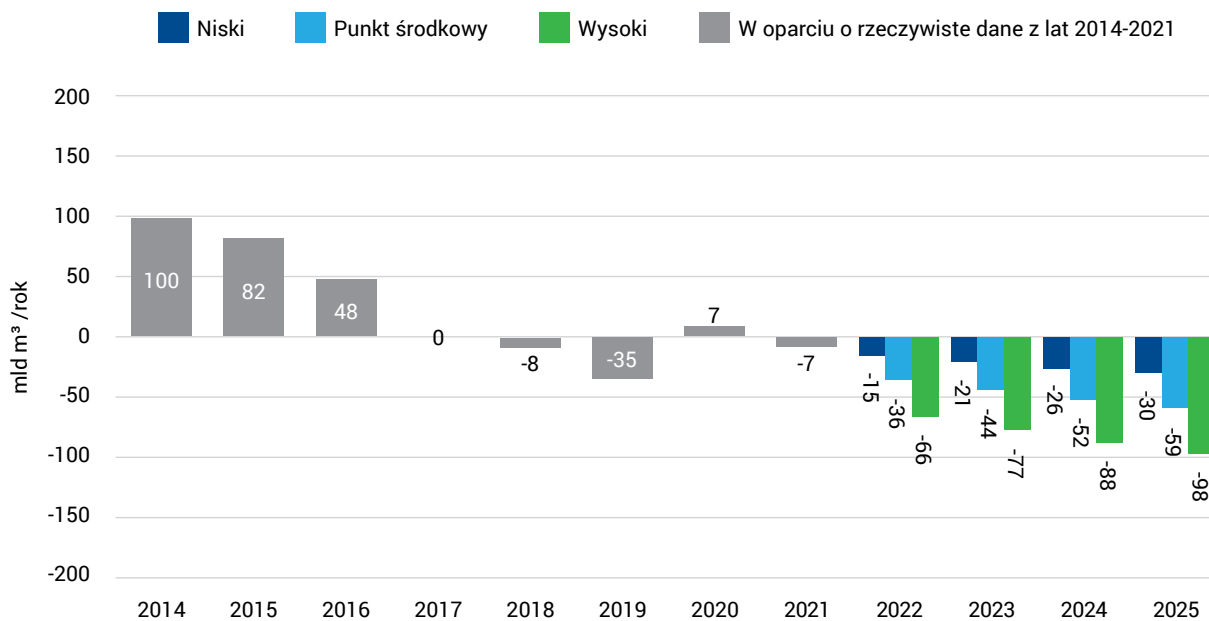
RYS. 42. **HISTORYCZNY I PROGNOZOWANY DO 2025 ROKU CAŁKOWITY IMPORT GAZU DO UE W OBLICZU POTENCJAŁU DOSTAW SPOZA ROSJI (MLD/ROK)**



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu i ENTSO-G

Korzystając z powyższego, obliczono roczne różnice między stroną popytową a podażową w celu zilustrowania równowagi popytowo-podażowej i zidentyfikowania niedoborów dla zakładanego braku podaży z Rosji (Rys. 43).

RYS. 43. **KWANTYFIKACJA LUKI POPYTOWO-PODAŻOWEJ W UE (WARTOŚCI UJEMNE) W PRZYPADKU BRAKU PODAŻY Z ROSJI, 2014 – 2025 (MLD M<sup>3</sup> /ROK)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu i ENTSO-G

Analizując powyższe, należy zauważyć, że:

- W rzeczywistości w latach 2014–2021 Rosja dostarczała gaz do UE, a zatem luka nie powstała (ale miałyby miejsce, gdyby w niektórych latach w okresie 2014–2021 zabrakło rosyjskich dostaw);
- Nie zakładano ulepszeń infrastruktury i/lub kwestii komercyjnych rynku LNG mających na celu zwiększenie potencjału dostaw poza Rosją.

Wyniki analizy trendów wskazują, że jeśli miejsce po rosyjskim gazie nie zostanie zastąpione w perspektywie średnioterminowej, a popyt powróci do poziomu sprzed pandemii COVID-19, luka podażowa w 2025 r. może wynieść nawet 59–98 mld m<sup>3</sup> <sup>356</sup>, co stwarza znaczne ryzyko niedoborów dostaw gazu w UE. Powyższe – wraz z krótkoterminowymi wynikami modelowania ENTSOG – oznacza, że na szczeblu unijnym i krajowym pilnie potrzebne są uzupełniające się działania nakierowane na poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu w obliczu braku wolumenów z Rosji. Działania te to rozwój zdolności przesyłowych z zachodu na wschód oraz z południa na północ UE, zabezpieczenie wolumenów na rynku LNG w ilościach pokrywających lukę po wolumenach z Rosji, a także rozwój systemów skoordynowanego zarządzania odpowiedzią strony popytowej).

356 To jest 3,3 do nawet 5,4 razy więcej niż 18 mld m<sup>3</sup> modelowany przez ENTSOG w scenariuszu bazowym na lata 2022/2023.

### 5.3. Potencjał LNG

Założenie dotyczące **dostępności dodatkowego LNG dla UE** w modelowanej przez ENTSOG Wrażliwości 2 zostało opatrzone zastrzeżeniem przez samo ENTSO-G, mówiącym, że globalne ograniczenia zdolności eksportowych LNG i popyt na LNG poza obszarem UE (zwłaszcza w Azji) są głównymi czynnikami niepewności. Aby zapewnić szerszy kontekst, przeanalizowano równowagę podaży i popytu na globalnym rynku LNG, gdzie według danych IGU:

- Globalna zdolność eksportowa LNG (całkowita globalna zdolność skraplania) na kwiecień 2022 r. wynosiła ~651,4 mld m<sup>3</sup>; w oparciu o średni wskaźnik wykorzystania mocy za rok 2021 wynoszący 80,4% (średnia w globalnych instalacjach skraplania) szacowana globalna dostępność podaży LNG wynosi ok. 523,8 mld m<sup>3</sup>
- Łączny globalny import netto za 2021 r. wyniósł ok. 513,4 mld m<sup>3</sup> <sup>357</sup>.

Szacowana na podstawie powyższych danych globalna nadwyżka podaży nad popytem LNG wynosi ~10,4 mld m<sup>3</sup>, czyli mniej niż 12 mld m<sup>3</sup> zakładane przez ENTSO-G. Potwierdza to, że rynek LNG jest bardzo ciasny, a pozyskanie dodatkowej podaży gazu skroplonego dla UE w krótkim okresie może być trudne, zwłaszcza jeśli popyt spoza Unii w 2022 r. wzrośnie w stosunku do 2021 r. (rok odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19). Ponadto, pomimo obecnych różnic cenowych potencjalnie przyciągających import LNG do Europy, klauzule przeznaczenia lub inne postanowienia w umowach LNG mogą stanowić fundamentalne ograniczenie dla pozyskania dodatkowego LNG dla Europy.

Według danych IGU, w horyzoncie 2026 r. spodziewać się można rozbudowy globalnych mocy regazyfikacyjnych LNG do poziomu ok. 813 mld m<sup>3</sup> (moce nominalne). Jednocześnie, na podstawie prognoz IEA roczne tempo wzrostu globalnego popytu na LNG można szacować na ok. 2% rocznie. Na podstawie danych historycznych (BP 2021), globalny popyt na LNG wzrósł średnio o 6,3% za lata 2019-2021. W ujęciu długoterminowym, globalny popyt na LNG rósł średnio rocznie o 6,5% (dane BP za lata 2001-2021). Biorąc pod uwagę powyższe, a także średni stopień wykorzystania mocy terminali skraplających na poziomie 80,4% za rok 2021 (dane IGU), opracowano kilka wariantów ewolucji popytu i podaży oraz ewentualnego deficytu lub nadwyżki globalnej podaży LNG nad globalnym popytem. Przyjęte warianty to:

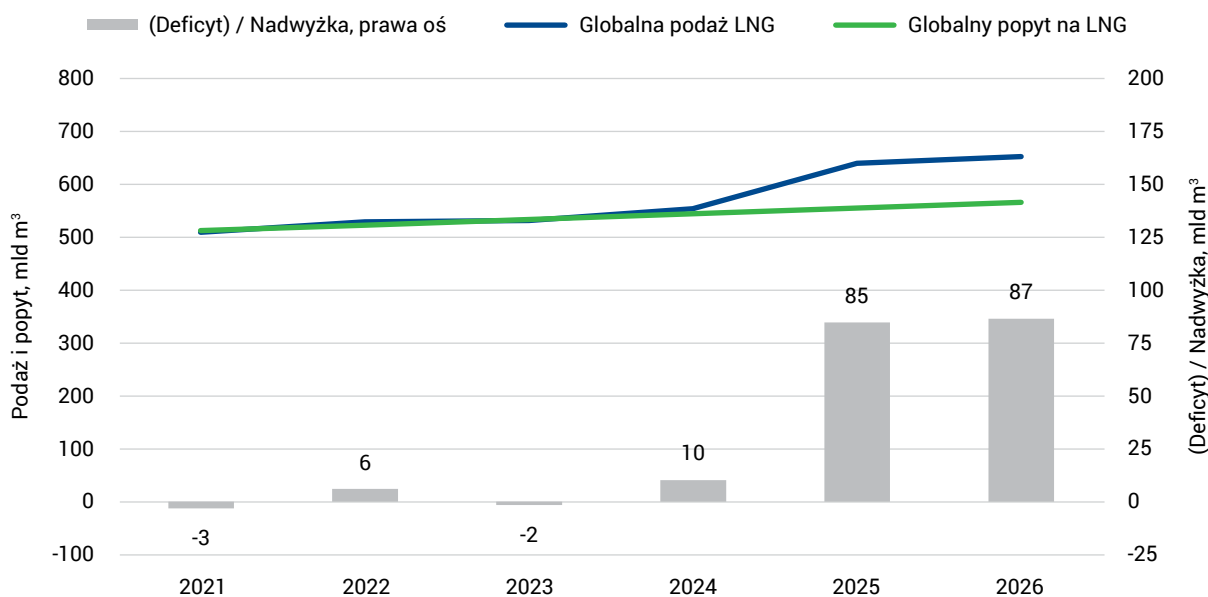
357 Zgodnie ze światowym raportem LNG dostępnym na stronie International Gas Union <https://www.igu.org/resources/world-Ing-report-2022/>, całkowita globalna zdolność skraplania na kwiecień 2022 r. wynosi 472,4 mtpa (~651.4 bcm), natomiast całkowity import netto w 2021 r. wyniósł 372,3 mtpa (~ 513,4 mld m<sup>3</sup>).



- Wariant A: wzrost globalnego popytu na LNG o 2% rocznie, współczynnik wykorzystania mocy terminali skraplających 80,4%
- Wariant B: wzrost globalnego popytu na LNG o 6,3% rocznie, współczynnik wykorzystania mocy terminali skraplających 90%
- Wariant C: wzrost globalnego popytu na LNG o 4,2% rocznie, współczynnik wykorzystania mocy terminali skraplających 85% (wartości pośrednie dla przyjętych w Wariancie A oraz Wariancie B).

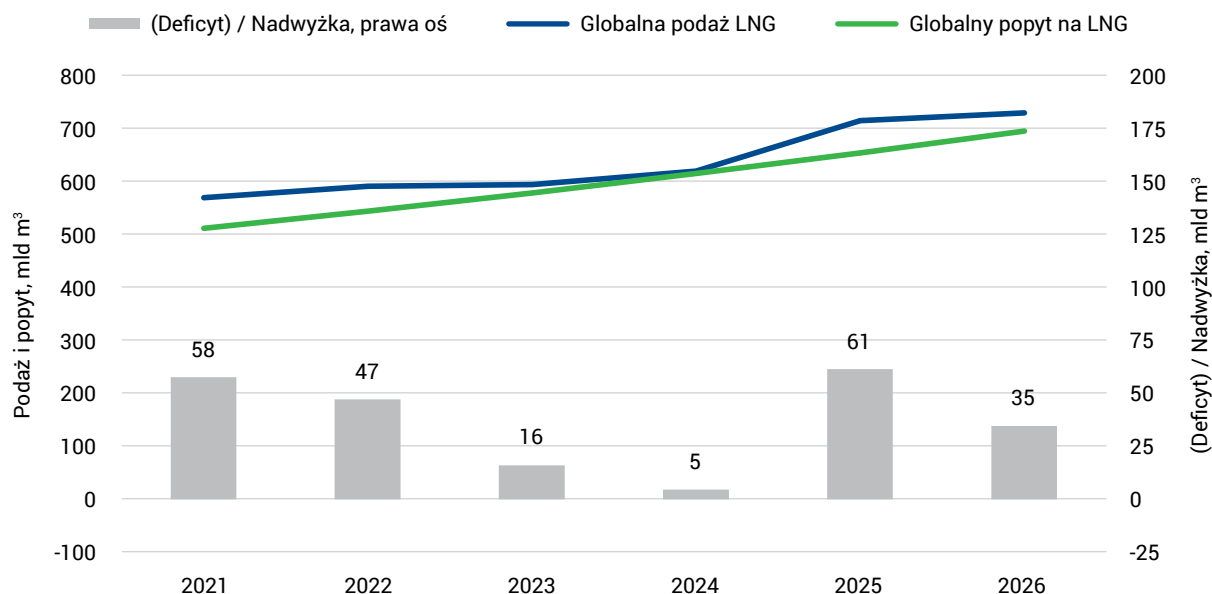
Wyniki analizowanych wariantów pokazują, że w latach 2023 oraz 2024 rynek LNG pozostaje rynkiem ciasnym, gdzie nadwyżka podaży nad popytem w 2023 r. mieści się między -2 a 16 mld m<sup>3</sup>, podczas gdy nadwyżka podaży nad popytem w 2024 r. to 5-10 mld m<sup>3</sup>. Nadwyżka podaży nad popytem rośnie w 2025 i 2026 r. z uwagi na rozbudowę mocy nominalnej terminali skraplających o ok. 120 mld m<sup>3</sup>. Należy także wskazać, że w horyzoncie roku 2026 nowe terminale o łącznej mocy nominalnej ok. 34,3 mld m<sup>3</sup> to terminale rosyjskie, których zakładane wykluczenie z analizy spowoduje spadek nadwyżki globalnej podaży LNG nad europejskim popytem.

RYS. 44. **ANALIZA GLOBALNEGO RYNKU LNG DLA WSPÓŁCZYNNIKA WYKORZYSTANIA MOCY TERMINALI SKRAPLAJĄCYCH 80,4% ORAZ WZROSTU POPYTU O 2% ROCZNIE (WARIANT A)**



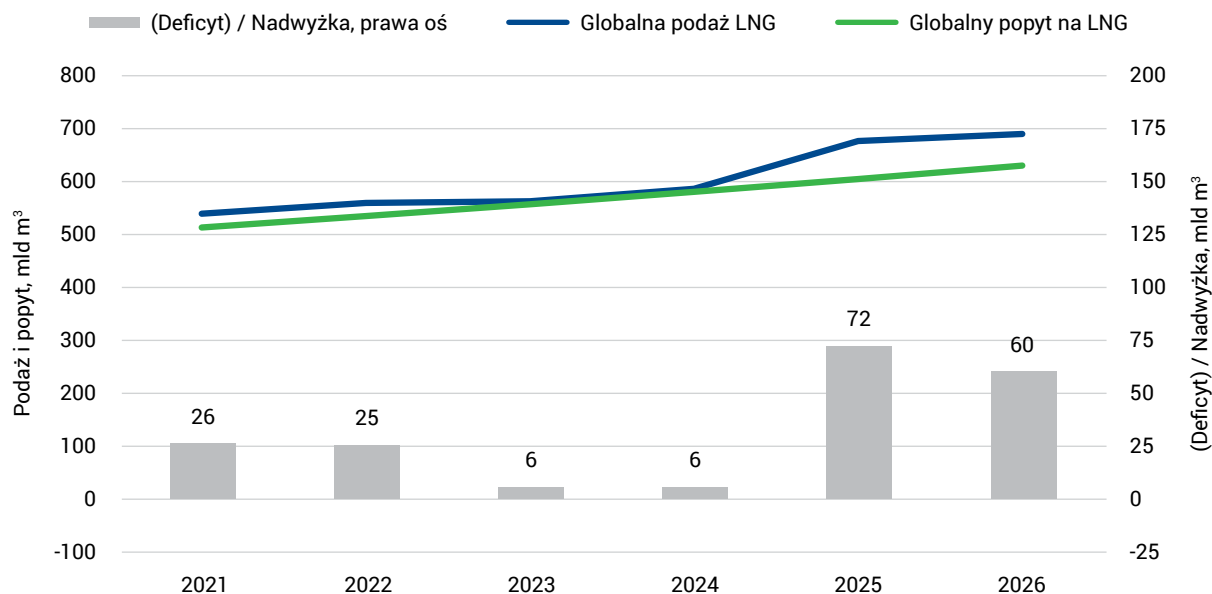
Źródło: Opracowanie własne.

RYS. 45. ANALIZA GLOBALNEGO RYNKU LNG DLA WSPÓŁCZYNNIKA WYKORZYSTANIA MOCY TERMINALI SKRAPLAJĄCYCH 90% ORAZ WZROSTU POPYTU O 6,3% ROCZNIE (WARIANT B)



Źródło: Opracowanie własne.

RYS. 46. ANALIZA GLOBALNEGO RYNKU LNG DLA WSPÓŁCZYNNIKA WYKORZYSTANIA MOCY TERMINALI SKRAPLAJĄCYCH 85% ORAZ WZROSTU POPYTU O 4,2% ROCZNIE (WARIANT C)



Źródło: Opracowanie własne.

W ocenie Autorów Raportu ponownego zrównoważenia rynków gazu UE można oczekiwać w średnim horyzoncie czasowym - do 2025-2026 r., przede wszystkim dzięki wykorzystaniu potencjału światowego sektora LNG. Dostawy gazu skroplonego pochodzące od różnych dostawców dają realną szansę na wypełnienie luki podażowej po rosyjskim gazie w największym stopniu i najkrótszym czasie. Globalny rynek LNG charakteryzuje się przy tym dużą ilością producentów oraz zróżnicowaniem geograficznym źródeł LNG i kierunków dostaw. Światowy handel LNG na przestrzeni ostatnich 10 lat systematycznie się rozwijał przy jednoczesnej narastającej konkurencji między producentami. Wzrost obrotów był impulsem rozwoju infrastruktury w postaci kolejnych terminali skraplających. Tabela 19. ukazuje aktualne i przyszłe zdolności produkcyjne terminali skraplających uwzględniając ich rozmieszczenie geograficzne.

TAB. 19. **ZDOLNOŚCI EKSPORTOWE ISTNIEJĄCYCH, BUDOWANYCH I PLANOWANYCH TERMINALI SKRAPLAJĄCYCH NA ŚWIECIE W MLD M<sup>3</sup> ROCZNIE (Z POMINIĘCIEM FEDERACJI ROSYJSKIEJ)**

Państwo/region	Moc istniejących terminali LNG	Moc terminali LNG w budowie	Moc planowanych terminali LNG
USA	144,6	43,34	193,41
Kanada	0,0	22,21	0,0
Meksyk	0,0	4,48	0,0
Trinidad i Tobago	20,69	0,0	0,0
Peru	6,14	0,00	0,0
Zatoka Perska	128,52	66,75	0,0
Izrael	0,0	0,0	6,9
Afryka	58,5	37	0
Norwegia	5,79	0,0	0,0
Australia	108	0,0	3,31
ASEAN	58,73	5,24	23,21
<b>Razem</b>	<b>530,97</b>	<b>179,02</b>	<b>226,83</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP.

Analiza zebranych danych pokazuje, że największymi możliwościami technicznymi dysponują obecnie Stany Zjednoczone. Amerykańskie koncerny gazowe są także w trakcie budowy nowych obiektów skraplających o łącznie największej mocy. USA znajdują się także na pierwszym miejscu w przypadku przyjętych planów realizacji kolejnych inwestycji w terminale skraplające gaz. Dynamiczny rozwój infrastruktury skraplającej oraz obserwowany w 2022 r. wzrost amerykańskiego eksportu gazu, pozwalają przypuszczać, że to Stany Zjednoczone w najbliższych latach staną się głównym partnerem UE w zakresie handlu LNG.

## Podsumowanie rozdziału

- » W chwili wybuchu kryzysu gazowego istniejące zdolności dostaw spoza Rosji (zarówno rurociągi, jak i import LNG) nie były w stanie w pełni pokryć popytu w UE. Natychmiastowe i pełne wstrzymanie przez Rosję dostaw doprowadziłoby do niedoborów gazu ziemnego w UE. Bez dostaw rosyjskiego gazu i braku jakichkolwiek środków zaradczych, około 18 mld m<sup>3</sup> rocznego zapotrzebowania UE w roku gazowym 2022/23 może być zagrożone. W horyzoncie 2025 r. brak dostaw z Rosji może doprowadzić do rocznych niedoborów gazu w całej UE w wysokości 30, 59, a nawet 98 mld m<sup>3</sup>, w zależności od średnioterminowego rozwoju popytu.
- » Problemem dla bezpieczeństwa UE są wąskie gardła w zakresie zdolności przesyłowych pomiędzy rynkami państw członkowskich, które zwiększają ryzyko znacznych regionalnych niedoborów gazu. Takim przykładem są skromne możliwości przesyłu gazu pomiędzy Półwyspem Iberyjskim a Francją. Ulepszenia infrastruktury transportowej zidentyfikowane przez unijnych OSP gazu pozwoliłyby na bardziej równomierny rozkład ryzyka ograniczenia dostaw w roku gazowym 2022/23 w całej UE, ale nie zmniejszyłyby ogólnego wolumenu niedoborów gazu.
- » Zabezpieczenie dodatkowych dostaw LNG w połączeniu z wewnątrzunijnymi usprawnieniami w transporcie gazu może zmniejszyć ryzyko niedoborów gazu w sezonie 2022/23 do ~6 mld m<sup>3</sup> (w porównaniu do ~18 mld m<sup>3</sup> w przypadku bazowym). Jednak odbudowa popytu na LNG poza UE po pandemii COVID-19, a także ograniczenia handlowe i ograniczone globalne zdolności eksportowe LNG („ciasność” globalnego rynku LNG) powodują znaczną niepewność co do tego, czy UE będzie w stanie zabezpieczyć dodatkowe dostawy LNG. Do poprawy sytuacji w sezonie 2022/23 przyczyni się osiągnięcie docelowego poziomu wypełnienia magazynów gazu w UE w wysokości 80-90% do 1 października 2022 r., zmniejszając w ten sposób ryzyko ograniczeń popytu. Dane za październik 2022 r. pokazują, że ten cel został osiągnięty.
- » Możliwymi środkami mającymi na celu zaradzenie ryzyku niedoborów są albo nadzwyczajne ograniczenia poprzez wymuszone redukcje poboru gazu (bardziej przypadkowe podejście), albo planowane i zarządzane programy redukcji popytu (bardziej racjonalne i przewidywalne podejście). Modelowanie ENTSOG wskazuje, że skoordynowana reakcja strony popytowej w skali UE w połączeniu z ulepszeniami infrastruktury transportowej zidentyfikowanymi przez OSP w pełni ograniczają ryzyko wymuszonych redukcji poboru gazu, nawet bez dodatkowego importu LNG.
- » Systemy skoordynowanej reakcji strony popytowej będą wymagały planowania i przygotowania, a także będą obejmować wynagrodzenie dla konsumentów, ale z większym prawdopodobieństwem pozwolą uniknąć niekorzystnych społeczno-gospodarczych konsekwencji przymusowego ograniczenia. Kilka państw UE rozpoczęło kampanie zachęcające do oszczędzania energii przez gospodarstwa domowe i rządy, podczas gdy Niemcy zamierzają opracować mechanizm rekompensaty dla firm za zmniejszenie zużycia gazu. Wstępne dane za pierwsze półrocze 2022 r. sugerują, że dochodzi do wyraźnej korekty popytu. Niemniej istnieje wystarczające uzasadnienie, aby UE dalej przyspieszała wysiłki w tym obszarze. Należy skoncentrować się na zachęcaniu do silniejszego rozwoju systemów skoordynowanego zarządzania popytem.

- » Przy założeniu kontynuacji braku dostaw z Rosji, w średnim terminie (rok 2023 i 2024) może pojawić się ryzyko niedoboru od 21-26 do nawet 77-88 mld m<sup>3</sup> gazu w całej UE. Zaspokojenie tego wolumenu z globalnego rynku LNG w roku gazowym 2023-2024 może okazać się bardzo trudne, gdyż globalny rynek LNG w tym okresie pozostanie najprawdopodobniej rynkiem bardzo ciasnym. Wyniki analizowanych przez DISE wariantów pokazują, że w latach 2023-2024 nadwyżka globalnej podaży nad popytem LNG mieści się między -2 a 16 mld m<sup>3</sup> (2023 r.) oraz 5-10 mld m<sup>3</sup> (2024 r.).
- » Do ponownego zbilansowania rynków gazu w UE w średnim horyzoncie czasowym sięgającym lat 2025-2026, w największym stopniu powinny przyczynić się dostawy LNG (spoza Rosji) kontraktowane na globalnym rynku.

# 6 ROZDZIAŁ

## **Perspektywy dla pomostowej roli gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej**



## 6.1. Analiza w zakresie aktualnych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o gaz ziemny

Obecna sytuacja geopolityczna skutkująca bezprecedensowym wzrostem rynkowych cen gazu ziemnego importowanego do UE, w związku z trwającą wojną w Ukrainie, rodzi potrzebę przeanalizowania na nowo ekonomicznej zasadności transformacji krajowej elektroenergetyki i ciepłownictwa na instalacje oparte na gazie ziemnym. Założenia wykorzystywane jeszcze rok temu do analiz ekonomicznych jednostek gazowych uległy gruntownej zmianie i należy na nowo spojrzeć na zakładane koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o błękitne paliwo. Poza cenami gazu, dodatkowymi istotnymi czynnikami wymagającymi uwzględnienia w zrewidowanych założeniach makroekonomicznych są spodziewane wzrosty cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> związane z zaostrzeniem celów redukcyjnych Unii Europejskiej do 2030 i 2050 r., oraz aktualna sytuacja w zakresie łańcucha dostaw, widoczna w najnowszych ofertach wykonawców nowych jednostek gazowych w Polsce – i związane z tym wzrosty nakładów inwestycyjnych (CAPEX).

Celem analizy jest określenie przybliżonych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o gaz ziemny w obecnych warunkach rynkowych i regulacyjnych, uwzględniając obecne specyficzne uwarunkowania powiązane z: 1) wysokimi cenami surowca związanymi z szokiem podażowym w wyniku wojny w Ukrainie i zmniejszonym dopływem gazu z Rosji do UE, 2) zwiększonymi nakładami inwestycyjnymi w wyniku m.in. wysokiej inflacji, czy zakłóceń w łańcuchu dostaw na skutek pandemii Covid-19, 3) wysokimi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i prognozowanym ich dalszym wzrostem. Istniejące publicznie dostępne analizy nie pozwalają na precyzyjne określenie obecnych kosztów wytwarzania energii w oparciu o gaz ziemny, brakuje bowiem uwzględnienia ww. czynników specyficznych dla aktualnej sytuacji rynkowo-regulacyjnej.

W niniejszej analizie obliczono przybliżone, aktualne wartości kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w warunkach polskich. W wynikach podano wartości LCOE<sup>358</sup> (uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej – ang. *levelised costs of electricity*) i LCOH<sup>359</sup> (uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania ciepła – ang. *levelised costs of heat*).

## a. Przyjęte założenia

W opracowaniu dokonano analizy jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej LCOE dla trzech scenariuszy cen gazu oraz dwóch scenariuszy cen uprawnień do emisji. Założenia dla wybranych scenariuszy kształtują się następująco:

- 3 scenariusze cen gazu:
  - » 30 EUR/MWh;
  - » 75 EUR/MWh;
  - » 150 EUR/MWh.
- 2 scenariusze cen uprawnień do emisji:
  - » 70 EUR/t CO<sub>2</sub>;
  - » 145 EUR/t CO<sub>2</sub>.

Powyższe założenia cen gazu zostały przyjęte w oparciu o aktualne trendy rynkowe. Scenariusz niskich cen gazu (30 EUR/MWh) zakłada powrót do cen surowca na rynku futures z września 2021 r. i stabilizację na tym poziomie w długim terminie. Scenariusz wysokich cen gazu (150 EUR/MWh) został oparty na obecnych stawkach na giełdzie TTF z dostawą na 2023 r., a scenariusz średnich cen gazu zakłada stabilizację cen w czasie, ale po cenach znacznie wyższych niż przed 2022 r. biorąc pod uwagę zakładaną niższą podaż i wzrost udziału importu droższego LNG do Europy.

Najnowszy raport World Energy Outlook (WEO) Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) pokazuje znaczący spadek cen gazu w każdym z trzech zakładanych przez MAE scenariuszy<sup>360</sup> tempa dekarbonizacji z 30 USD/MBtu obecnie do wartości poniżej 10 USD/MBtu w roku 2030 (od ok. 5 do ok.

358 LCOE jest wskaźnikiem określającym uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych na przestrzeni zakładanego okresu użytkowania jednostki. Wskaźnik LCOE pokazuje tym samym, jaki średni przychód na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej byłby niezbędny do odzyskania przez inwestora kosztów budowy i eksploatacji danej instalacji podczas zakładanego okresu jej pracy. Wskaźnik LCOE jest najczęściej przywoływanym i uznawanym przez Komisję Europejską miernikiem ogólnej konkurencyjności różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, wykorzystywanym zarówno w analizach ekonomicznych spółek energetycznych jak i w opracowaniach branżowych. Służy jako podstawa do oceny zasadności ekonomicznej budowy źródeł wytwórczych w danej technologii w porównaniu z innymi. Na wskaźnik ten wpływ ma wiele zmiennych, m.in.: moc źródła, sprawność, wskaźnik wykorzystania mocy, nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne i utrzymaniowe (ang. O&M), koszty paliwa, koszty emisji CO<sub>2</sub>, okres eksploatacji oraz stopa dyskonta.

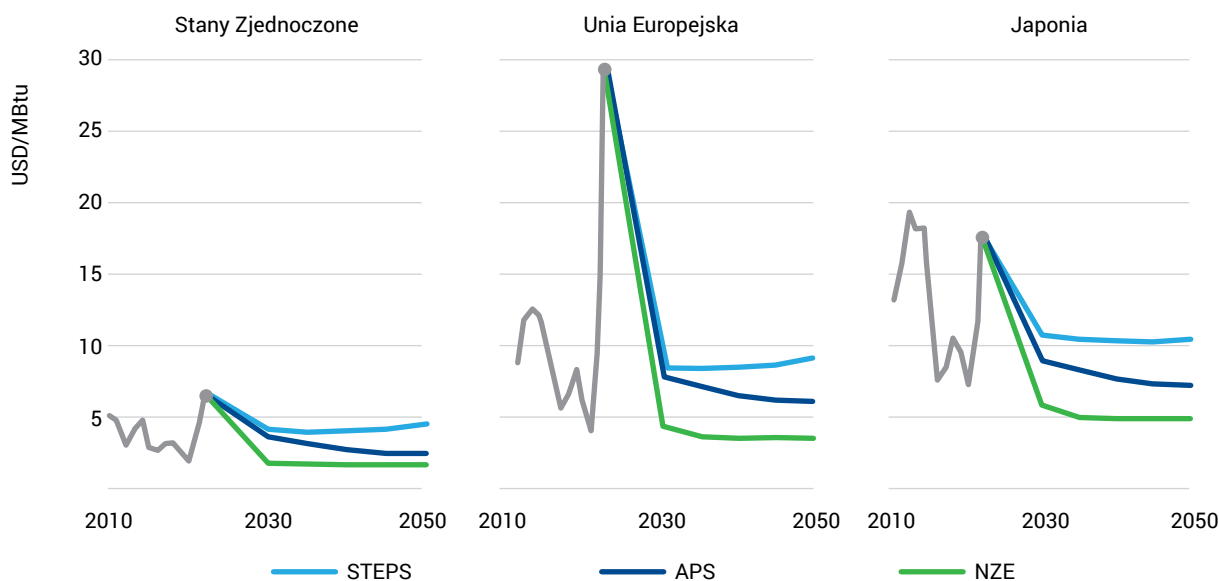
359 LCOH jest wskaźnikiem określającym uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania ciepła w jednostkach wytwórczych na przestrzeni zakładanego okresu użytkowania jednostki. Wskaźnik LCOH pokazuje tym samym, jaki średni przychód na jednostkę wytworzonego ciepła byłby niezbędny do odzyskania przez inwestora kosztów budowy i eksploatacji danej instalacji podczas zakładanego okresu jej pracy. Wskaźnik LCOH jest najczęściej przywoływanym i uznawanym przez Komisję Europejską miernikiem ogólnej konkurencyjności różnych technologii wytwarzania ciepła, wykorzystywanym zarówno w analizach ekonomicznych spółek energetycznych jak i w opracowaniach branżowych.

360 MAE przedstawia ścieżki cen paliw w trzech scenariuszach: 1) STEPS – realizacja wyłącznie obecnych polityk; 2) APS – realizacja aktualnych deklaracji państw w zakresie zaostrzenia celów redukcyjnych; 3) NZE – scenariusz neutralności klimatycznej niezbędnej do ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C do 2050 r.

8 USD/MBtu). W przeliczeniu na cenę za MWh oznacza to przewidywany przez MAE spadek cen gazu do 2030 r. do poziomu 17-28 EUR/MWh.

Tym niemniej, MAE zakłada stabilizację cen dopiero w 2030 r., nie wskazując scenariuszy cenowych do tego czasu, co świadczy o wysokiej niepewności organizacji w zakresie cen gazu ziemnego w krótkim i średnim terminie. Zakładając stabilizację cen gazu w 2030 r. za MAE można przyjąć, że wyniki LCOE i LCOH z uwzględnieniem ceny gazu zakładanej przez agencję, przedstawione niżej są zbieżne ze scenariuszem niskich cen gazu (ok. 30 EUR/MWh).

#### RYS. 47. CENA GAZU W TRZECH SCENARIUSZACH DLA POSZCZEGÓLNYCH REGIONÓW ŚWIATA



Źródło: World Energy Outlook, IEA 2022.

W zakresie cen uprawnień do emisji scenariusz bazowy zakłada utrzymanie się aktualnych cen (ok. 70 EUR/t CO<sub>2</sub>) w długim terminie. Scenariusz wysokich cen CO<sub>2</sub> (145 EUR/t) zakłada z kolei ich wzrost do poziomu oszacowanego na 2030 r. w najnowszej analizie KOBIZE<sup>361</sup>, m.in. w związku z realizacją celów pakietu Komisji Europejskiej „Gotowi na 55%” i zaostreniem celów redukcji emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej do 2030 r. Aktualnie w negocjacjach trójstronnych (tzw. trilogach) pomiędzy Radą UE, Parlamentem Europejskim i Komisją negocjowana jest rewizja dyrektywy EU ETS. Pomimo postulatów m.in. rządu RP o czasowe obniżenie cen uprawnień do emisji, większość państw członkowskich opowiada się przeciwko takim reformom. Parlament Europejski chce zwiększenia wolumenów uprawnień trafiających na aukcje w najbliższych latach w celu obniżenia cen oraz pozyskania dodatkowych środków na sfinansowanie pakietu REpowerEU, jednak ta propozycja nie znajduje obecnie posłuchu w Radzie UE. W związku z powyższym, uważamy, że dalszy konsekwentny wzrost cen CO<sub>2</sub> do poziomów znacznie pow. 100 EUR/t do 2030 r. jest najbardziej prawdopodobnym scenariuszem.

361 Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, *POLSKA NET-ZERO 2050, Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r.*, [https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/06/CAKE\\_Transformacja-sektora-energetycznego\\_27.06.2022\\_final.pdf](https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/06/CAKE_Transformacja-sektora-energetycznego_27.06.2022_final.pdf)

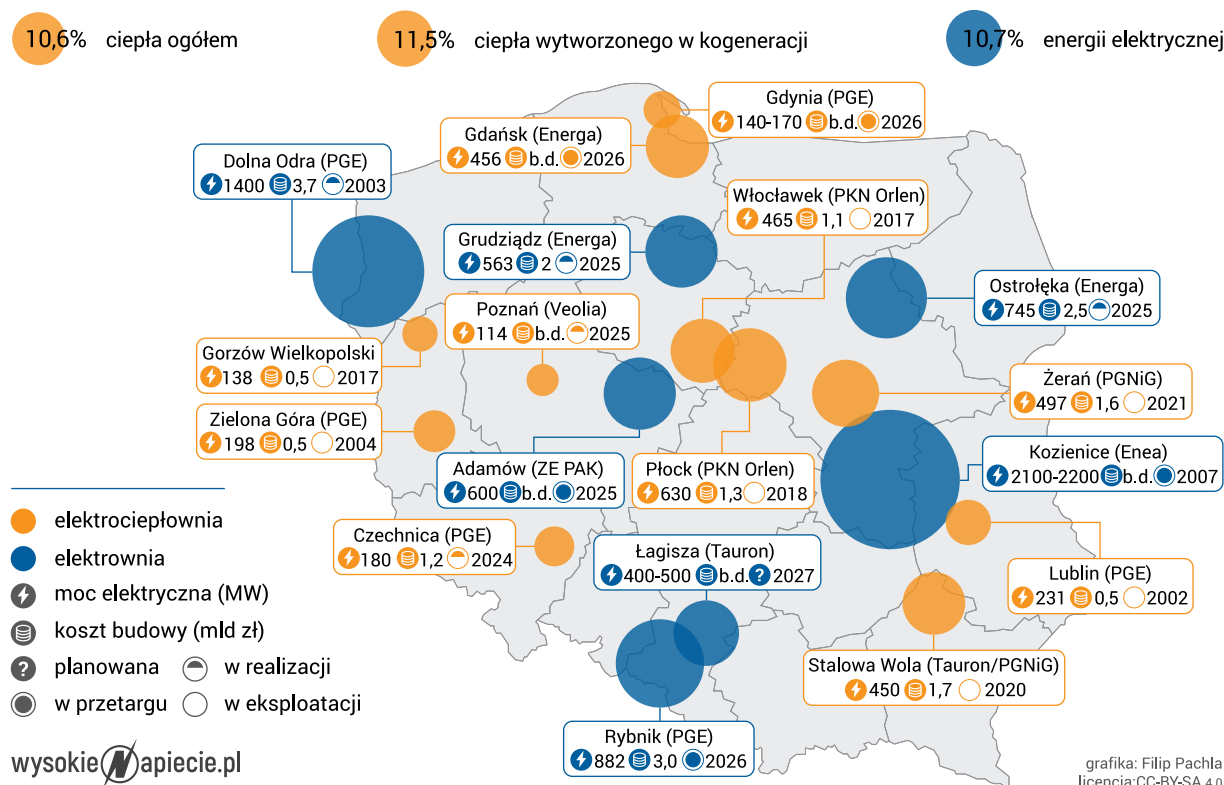
W zakresie cen uprawnień do emisji można założyć, że LCOE i LCOH na 2030 r. powinno być szacowane w oparciu o wariant wysokich cen CO<sub>2</sub>, tj. 145 EUR/t, a na 2025 r. w oparciu o ceny obecne tj. ok. 70 EUR/t.

## b. Badanie rynku dla założeń CAPEX elektrowni i elektrociepłowni gazowych

Według danych PSE, moc osiągalna źródeł gazowych zainstalowanych w krajowym systemie elektroenergetycznym na koniec 2021 wynosiła ok. 3,2 GW<sup>362</sup>. W trakcie rozwoju oraz budowy są kolejne źródła o mocy ok. 4-5 GW, z czego większość została już zakontraktowana w aukcjach rynku mocy po 2025 roku. W fazie planowania jest dodatkowo ok. 3 GW, co odpowiada założeniom przyjętym w Polityce Energetycznej Polski do 2040. Polska jest jednym z niewielu krajów w UE, gdzie w ogóle planowany jest wzrost zużycia gazu w energetyce, co wynika z założenia, że źródła gazowe mają zastąpić wysłużone bloki węglowe, które w kolejnych latach będą stopniowo wycofywane z użytku. Polski rząd w swojej polityce przewidział, że do 2040 r. moc instalacji wykorzystujących błękitne paliwo, zwiększy się do ok. 11 GW w 2040 r. (elektrownie gazowe, elektrociepłownie i źródła szczytowe)<sup>363</sup>. Zestawienie istniejących oraz planowanych mocy gazowych dobrze ilustruje poniższa grafika.

RYŚ. 48. **NAJWIĘKSZE ELEKTROWNIE I ELEKTROCIĘPŁOWNIE GAZOWE W POLSCE**

W 2020 r. gaz odpowiadał za produkcję:



Źródło: dane spółek, URE, ARE, Grudzień 2022, *Z czym do rynku mocy? Będą kolejne bloki gazowe* - WysokieNapiecie.pl, <https://wysokienapiecie.pl/79857-z-czym-do-rynku-mocy-beda-kolejne-bloki-gazowe/>

362 Raport 2021 KSE, ZESTAWIENIE DANYCH ILOŚCIOWYCH DOTYCZĄCYCH FUNKCJONOWANIA KSE W 2021 ROKU, Tabela 1.2. Struktura mocy osiągalnej w KSE [MW], [https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2021#t1\\_1](https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2021#t1_1)

363 Polityka energetyczna Polski do 2040 r., Załącznik nr 2 - Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>

Na potrzeby niniejszego opracowania dokonano analizy polskiego rynku największych elektrowni i elektrociepłowni gazowych w celu ustalenia najbardziej aktualnych założeń dla CAPEX nowych inwestycji gazowych. Wyniki przedstawiono w Tabeli 20 poniżej.

TAB. 20. **PARAMETRY NAJWIĘKSZYCH ŹRÓDEŁ GAZOWYCH W POLSCE**

L.p.	Typ źródła	Lokalizacja	Moc [MW]	CAPEX [mld PLN]	Mln PLN/MW	Data uruchomienia
1.	EC	Lublin	231	0,5	2,2	2002
2.	EC	Zielona Góra	198	0,5	2,5	2004
3.	EC	Gorzów Wielk.	138	0,5	3,6	2017
4.	EC	Włocławek	465	1,1	2,4	2017
5.	EC	Płock	630	1,3	2,1	2018
6.	EC	Stalowa Wola	450	1,7	3,8	2020
7.	EC.	Żerań	497	2,5	5,0	2021
8.	Elektr.	Dolna Odra	1400	3,7	2,6	2023
9.	EC	Czechnica	180	1,2	6,7	2024
10.	Elektr.	Grudziądz	563	2,0	3,9	2025
11.	Elektr.	Adamów	600	b.d.	b.d.	2025
12.	EC	Poznań	114	b.d.	b.d.	2025
13.	Elektr.	Ostrołęka	745	2,5	3,4	2025
14.	Elektr.	Gdańsk	450	b.d.	b.d.	2026
15.	EC	Gdynia	140-170	1,7	10-12	2026
16.	Elektr.	Rybnik	882	3,0	3,4	2026
17.	Elektr.	Łagisza	400-500	b.d.	b.d.	2027
18.	Elektr.	Kozienice	2100-2200	b.d.	b.d.	2027

Źródło: Opracowanie własne na podstawie publicznych informacji.

Na podstawie powyższej tabeli zaobserwować można wzrost nakładów inwestycyjnych niezbędnych do budowy nowych instalacji gazowych oraz ich poziom uzależniony od wielkości instalacji oraz jego typu. Nakłady jednostkowe na budowę elektrociepłowni poprzez budowę członu kogeneracyjnego są ok. 30-40% wyższe niż dla elektrowni bez odzysku ciepła. Natomiast np. otwarte pod koniec września 2022 roku oferty na budowę elektrociepłowni w Gdyni opiewały na kwotę 1,7 mld PLN i były wyższe aż o ok. 70% od budżetu jaki PGE Energia Ciepła pierwotnie przeznaczyła na tę inwestycję. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w wysokości 10-12 mln PLN/MW w porównaniu do nakładów jednostkowych w elektrociepłowni Czechnica o zbliżonych parametrach wzrosły w przeciągu 18 miesięcy (otwarcie ofert Q1 2021r.) o ok. 50-85%.

### c. Jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej (LCOE) – wyniki analiz

Analiza LCOE bazuje na najnowszych dostępnych benchmarkach LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 15.0 z października 2021 roku, które przedstawiają uśrednione na podstawie światowych danych koszty LCOE. Główne założenia dotyczące LCOE zostały przedstawione w Tabeli 21.

TAB. 21. **GLÓWNE ZAŁOŻENIA WYJŚCIOWE DLA WYLICZEŃ LCOE ZACIĄGNIĘTE Z OPRACOWANIA LAZARD LCOE ANALYSIS—VERSION 15.0.**

	Jednostka	OCGT - szczytowa		CCGT	
		min	max	min	max
Moc netto	MW	240	50	550	550
CAPEX jednostkowy	\$/kW	675	875	650	1175
Koszty kapitału w trakcie budowy	\$/kW	25	50	50	125
Całkowity koszt kapitału	\$/kW	700	925	700	1300
Koszty stałe (O&M)	\$/kW-rok	7,0	21,25	15	18
Koszty zmienne (O&M)	\$/MWh	4,0	5,25	2,75	5,0
Sprawność jednostki	Btu/kWh	9800	8000	6150	6900
Wskaźnik wykorzystania mocy	%	10	10	70	50
Czas budowy	Miesiące	12	18	24	24
Cykl życia jednostki	Lata	20	20	20	20
WACC	%	7,7	7,7	7,7	7,7
Koszt kapitału własnego	%	12,0	12,0	12,0	12,0
Koszt zadłużenia	%	8,0	8,0	8,0	8,0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie LAZARD'S LCOE ANALYSIS—VERSION 15.0.

Na potrzeby dostosowania LCOE przedstawionych w raporcie LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS do krajowych warunków, na podstawie badania rynku inwestorów w nowe moce wytwórcze oparte na gazie ziemnym w Polsce i wpływu czasu dokonano korekty o 50% CAPEX (zgodnie z Tabelą 20) oraz o 30% wszystkich wartości poza cenami paliwa i uprawnień do emisji, które zostały określone w scenariuszach dla ceny paliwa oraz ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.



TAB. 22. LCOE DLA ELEKTROWNI GAZOWEJ OCGT (EL. SZCZYTOWA, OTWARTY CYKL)

		LAZARD LCOE			CO <sub>2</sub> 70 EUR/tona			CO <sub>2</sub> 145 EUR/tona		
					Cena gazu					
		min	max	śr.	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh
<b>Elektrownia OCGT</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>151,0</b>	<b>196,0</b>	<b>173,5</b>	<b>319,1</b>	<b>435,3</b>	<b>628,9</b>	<b>354,3</b>	<b>470,5</b>	<b>664,1</b>
CAPEX	EUR/MWh	105,0	138,0	121,5	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3
Koszty zmienne	EUR/MWh	8,0	24,0	16,0	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
Koszty stałe	EUR/MWh	4,0	5,0	4,5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Koszty paliwa	EUR/MWh	34,0	28,0	31,0	77,4	193,6	387,2	77,4	193,6	387,2
Koszty emisji	EUR/MWh	0,0	0,0	0,0	32,8	32,8	32,8	68,0	68,0	68,0

Źródło: Opracowanie własne.

W Tabeli 22 wskazano zakładane wartości dla elektrowni gazowej z turbiną gazową pracującą w otwartym cyklu (ang. OCGT – Open Cycle Gas Turbine) w różnych analizowanych wariantach cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Elektrownie OCGT, z uwagi na niższą sprawność i wyższą emisyjność jednostkową związaną z pracą wyłącznie w szczytach zapotrzebowania na energię, charakteryzują się znacznie wyższym LCOE od jednostek CCGT.

**Najniższe LCOE dla elektrowni OCGT z kosztami CO<sub>2</sub> 70 EUR/t i gazu 30 EUR/MWh szacuje się na ok. 319,1 EUR/MWh. W przypadku skrajnie wysokich cen CO<sub>2</sub> i gazu ziemnego (odpowiednio 145 EUR/t i 150 EUR/MWh) LCOE może sięgnąć nawet 664,1 EUR/MWh.**

TAB. 23. LCOE DLA ELEKTROWNI CCGT W 2030 R.

		LAZARD LCOE			CO <sub>2</sub> 70 EUR/tona			CO <sub>2</sub> 145 EUR/tona		
					Cena gazu					
		min	max	śr.	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh
<b>Elektrownia CCGT</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>45,0</b>	<b>74,0</b>	<b>59,5</b>	<b>134,6</b>	<b>219,4</b>	<b>360,6</b>	<b>160,4</b>	<b>245,1</b>	<b>386,4</b>
CAPEX	EUR/MWh	18,0	42,0	30,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
Koszty zmienne	EUR/MWh	2,0	4,0	3,0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Koszty stałe	EUR/MWh	3,0	5,0	4,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Koszty paliwa	EUR/MWh	21,0	24,0	22,5	56,5	141,2	282,4	56,5	141,2	282,4
Koszty emisji	EUR/MWh	0,0	0,0	0,0	24,1	24,1	24,1	49,8	49,8	49,8

Źródło: Opracowanie własne.

W Tabeli 23 wskazano zakładane wartości dla elektrowni gazowej z turbiną gazową pracującą w zamkniętym cyklu (ang. CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) w różnych analizowanych wariantach cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. **Najniższe LCOE dla elektrowni CCGT z kosztami CO<sub>2</sub> 70 EUR/t i gazu 30 EUR/MWh szacuje się na ok. 134,6 EUR/MWh. W przypadku skrajnie wysokich cen CO<sub>2</sub> i gazu ziemnego (odpowiednio 145 EUR/t i 150 EUR/MWh) LCOE może sięgnąć nawet 386,4 EUR/MWh.**

#### d. Porównanie LCOE elektrowni gazowych z LCOE wybranych OZE w warunkach polskich

Powyższe wartości LCOE dla instalacji wytwarzających energię elektryczną w oparciu o gaz ziemny porównano z wartościami LCOE dla wybranych głównych odnawialnych źródeł energii (OZE) w warunkach polskich, na podstawie najbardziej aktualnych danych<sup>364</sup>.

- Wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem technologii fotowoltaicznej. Za LCOE w polskiej specyfice można przyjąć wyniki aukcji OZE, które dla technologii PV powyżej 1 MW wynoszą **355 PLN/MWh** (cena referencyjna).
- Wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru na lądzie. Za LCOE w polskiej specyfice można przyjąć wyniki aukcji OZE, które dla technologii FW powyżej 1 MW wynoszą **295 PLN/MWh** (cena referencyjna).
- Wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru na morzu. Za LCOE przyjęto maksymalną cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej określoną w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z 30 marca 2021 r. – tj. **319,6 PLN/MWh**.

Istotną przewagą odnawialnych źródeł energii nad instalacjami gazowymi są niskie koszty zmienne oraz brak kosztów paliwa i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Wraz ze stopniowym spadkiem CAPEX odnawialnych źródeł energii, powoduje to znacząco niższe poziomy LCOE w porównaniu ze źródłami gazowymi.

TAB. 24. **PORÓWNANIE LCOE ELEKTROWNI GAZOWYCH W 2030 R. Z LCOE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W WARUNKACH POLSKICH**

Technologia	LCOE (PLN/MWh)
El. gazowe OCGT	1515-3155*
El. gazowe CCGT	639-1835*
Fotowoltaika	355
Wiatr na lądzie	295
Wiatr na morzu	319,6

Źródło: Opracowanie własne (\* przy kursie 4,75 EUR/PLN).

364 Dane LCOE technologii OZE założono na podstawie *Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje z dnia 31 października 2022 r.*

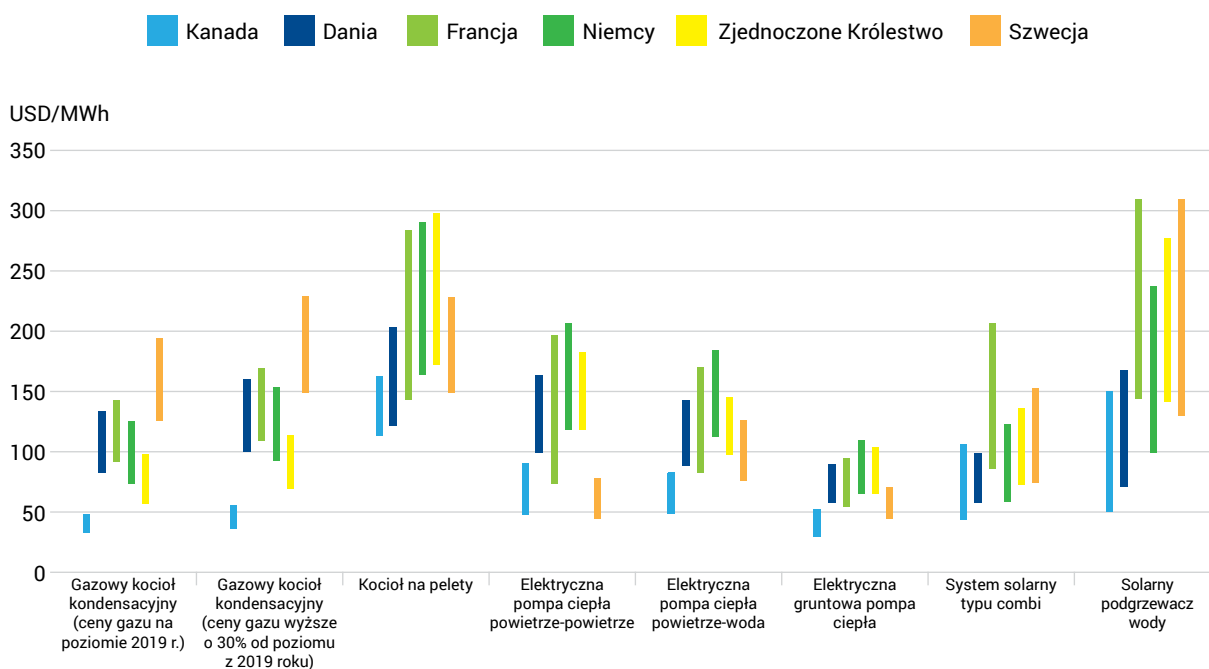
W Tabeli 24 porównano LCOE technologii gazowych z LCOE wybranych technologii OZE. LCOE el. gazowych w technologii CCGT w najbardziej optymistycznym wariantcie jest ponad dwukrotnie wyższe niż dużych farm wiatrowych, czy fotowoltaicznych, a przy wysokich cenach gazu i CO<sub>2</sub> może to być nawet ponad czterokrotna różnica.

Wnioski w zakresie wysokości LCOE wskazują na istotną przewagę kosztową OZE, natomiast należy zaznaczyć, że instalacje gazowe w odróżnieniu od analizowanych technologii odnawialnych są dyspozycyjnymi źródłami wytwarzania energii i pełnią inną rolę w Krajowym Systemie Energetycznym – tj. są źródłami bilansującymi system energetyczny pod kontrolą PSE (jako jednostki JWCD – jednostki wytwórcze centralnie dysponowane). Warto także podkreślić, że jednostki gazowe oprócz możliwości uzupełniania generacji z OZE w momentach niskiej wietrzności lub nasłonecznienia mogą także świadczyć usługi z zakresu stabilności i bezpieczeństwa pracy systemu (regulacja częstotliwości i napięcia, zapewnianie inercji systemu).

## e. Jednostkowy koszt wytworzenia ciepła (LCOH) – wyniki analiz

Analiza LCOH bazuje na najbardziej aktualnych benchmarkach przedstawionych w World Energy Outlook MAE, z dnia 26 października 2022 roku.

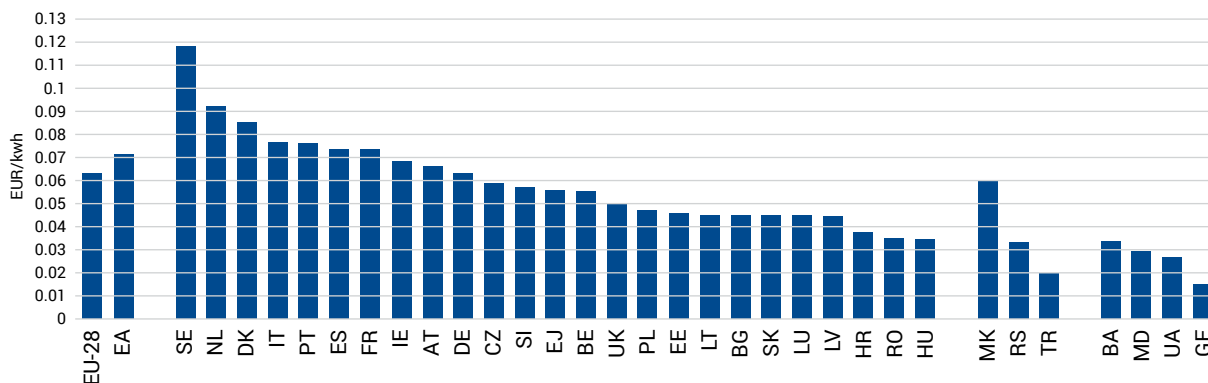
RYŚ. 49. **JEDNOSTKOWY KOSZT WYTWORZENIA CIEPŁA (LCOH) DLA FINALNYCH ODBIORCÓW**



Źródło: World Energy Outlook 2022, IEA.

Benchmark dla jednostek gazowych opiera się na cenie gazu z 2019 r., która dla krajów Unii Europejskiej przedstawiała się jak na Rysunku 50 poniżej.

RYS. 50. **CENA GAZU DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH W EUROPIE W 2019 R.**



Źródło: Eurostat (kod danych online: nrg\_pc\_202).

Na podstawie danych benchmarkowych przedstawionych na Rysunku 49 oraz cen gazu przedstawionych na Rysunku 50 dokonano obliczenia średniego wskaźnika LCOH dla 4 państw z Unii Europejskiej dla wybranych technologii grzewczych, których wyniki przedstawiono w Tabeli 25. Wartości LCOH przedstawione niżej dla kotła gazowego nie uwzględniają kosztów CO<sub>2</sub> ani aktualnych cen paliwa.

TAB. 25. **UŚREDNIONY JEDNOSTKOWY KOSZT WYTWORZENIA CIEPŁA (LCOH)**

LCOH	Jednostka	Średnia
Kocioł gazowy (2019)	EUR/MWh	<b>120,4</b>
Kocioł gazowy (+ 30% dla ceny gazu z 2019)	EUR/MWh	<b>144,6</b>
Kocioł biomasowy	EUR/MWh	<b>197,5</b>
Pompa ciepła (powietrze - powietrze)	EUR/MWh	<b>122,1</b>
Pompa ciepła (woda - powietrze)	EUR/MWh	<b>122,3</b>
Pompa ciepła (gruntowa)	EUR/MWh	<b>72,5</b>
Kombinowany system solarny	EUR/MWh	<b>106,9</b>
System solarny	EUR/MWh	<b>182,6</b>

Źródło: Opracowanie własne na bazie WEO i Eurostat.

Poniżej przedstawiono skorygowany o przyjęte do analizy założenia jednostkowy koszt wytworzenia ciepła dla kotła gazowego uwzględniający cenę paliwa i koszty emisji dla przyjętych założeń. Wyniki przedstawiono w Tabeli 26.

TAB. 26. **SKORYGOWANY UŚREDNIONY LCOH [EUR/MWH] DLA KOTŁA GAZOWEGO W ZALEŻNOŚCI OD CEN PALIWA I CO<sub>2</sub>**

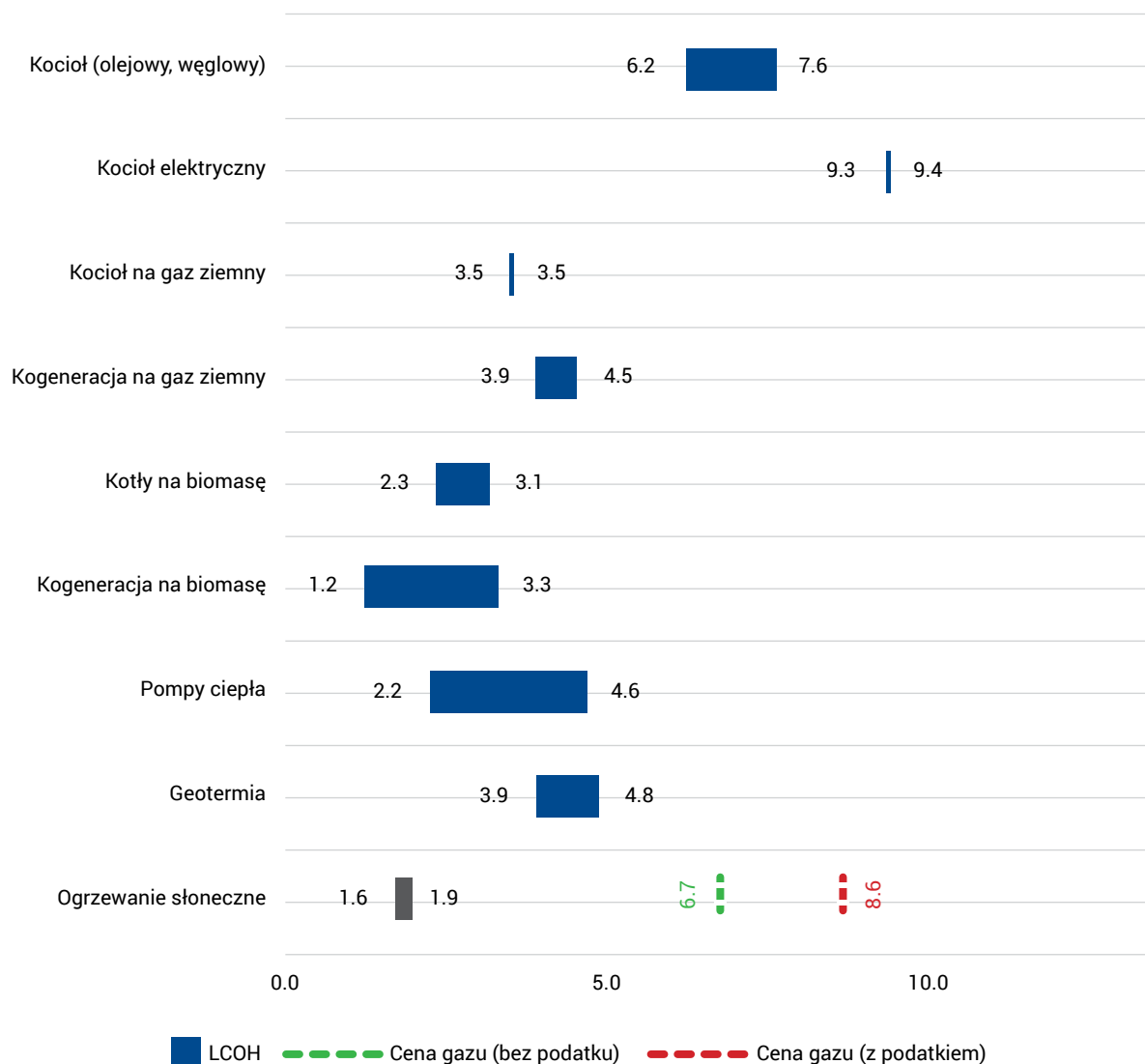
Cena CO <sub>2</sub>	70 EUR/tona			145 EUR/tona		
Cena gazu ziemnego	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh
<b>LCOH</b>	<b>76,91</b>	<b>124,28</b>	<b>203,23</b>	<b>92,54</b>	<b>139,91</b>	<b>218,86</b>

Źródło: opracowanie własne.

Określenie LCOH dla elektrociepłowni wymaga szeregu precyzyjnych danych dla konkretnej lokalizacji, a w szczególności: czasu pracy i obciążenia członu ciepłowniczego, współczynnika kogeneracji oraz informacji czy inwestycja jest typu *greenfield*, czy *brownfield* dlatego autorzy analizy oparli się na najbardziej aktualnych benchmarkach dostosowując je do krajowych realiów.

Bazując na opracowaniu *Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive*, na Rysunku 51 przedstawiono LCOH dla źródeł ciepła w Polsce.

RYS. 51. **LEVELISED COST OF HEAT (LCOH) DLA POLSKICH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DLA MIEJSKICH SIECI CIEPŁOWNICZYCH [CENT/KWH]**



Źródło: *Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive* by Tobias Fleiter, Mahsa Bagheri, FRAUNHOFER ISI, Jan Viegand, Rikke Naeraa, VIEGAND MAAGOE, Lukas Kranzl, TU WIEN, ENER/C1/2018-496.



LCOH dla kotła gazowego w wysokości 35 EUR/MWh jest niższy niż LCOH elektrociepłowni gazowej, który kształtuje się na poziomie 39-45 EUR/MWh. Dla celów niniejszej analizy dokonano stosownej korekty aby oszacować aktualny LCOH dla elektrociepłowni gazowej. W Tabeli 27 przedstawiony zostały zaktualizowany jednostkowy koszt wytworzenia ciepła LCOH dla elektrociepłowni.

TAB. 27. **UŚREDNIONY BENCHMARKOWY LCOH DLA ELEKTROCIĘPŁOWNI [EUR/MWH]  
W WARUNKACH POLSKICH W ZALEŻNOŚCI OD CEN PALIWA I CO<sub>2</sub>**

Cena CO <sub>2</sub>	70 EUR/tona			145 EUR/tona		
Cena gazu ziemnego	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh	30 EUR/MWh	75 EUR/MWh	150 EUR/MWh
<b>LCOH</b>	<b>92,29</b>	<b>149,14</b>	<b>243,87</b>	<b>111,05</b>	<b>167,89</b>	<b>262,63</b>

Źródło: opracowanie własne.

Zakładając wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w czasie i średnie lub wysokie ceny gazu, konkurencyjność kogeneracji gazowej względem odnawialnych źródeł ciepła będzie spadać, co widać po wysokich wynikach LCOH w Tabeli 27, przewyższających istotnie np. LCOH pomp ciepła, czy biomasy podane w Tabeli 25.

## Podsumowanie rozdziału

- » W zakresie analizy LCOE w oparciu o aktualne założenia cen paliwa, cen CO<sub>2</sub> i wymaganych nakładów inwestycyjnych (CAPEX) wyniki wskazują, że nowe moce wytwórcze oparte na gazie będą charakteryzować się bardzo wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej. Najniższe LCOE dla elektrowni CCGT z kosztami CO<sub>2</sub> 70 EUR/t i gazu 30 EUR/MWh szacuje się na ok. 134,6 EUR/MWh. W przypadku skrajnie wysokich cen CO<sub>2</sub> i gazu ziemnego (odpowiednio 145 EUR/t i 150 EUR/MWh) LCOE może sięgnąć nawet 386,4 EUR/MWh. LCOE el. gazowych w technologii CCGT w najbardziej optymistycznym wariantcie jest ponad dwukrotnie wyższe niż dużych farm wiatrowych czy fotowoltaicznych, a przy wysokich cenach gazu i CO<sub>2</sub> może to być nawet ponad czterokrotna różnica. Dla szczytowych el. gazowych (OCGT) różnice w LCOE w porównaniu do wybranych odnawialnych źródeł energii są znacznie wyższe niż dla CCGT.
- » W zakresie analizy LCOH, obserwujemy podobny trend, choć różnice pomiędzy jednostkami gazowymi, a odnawialnymi źródłami energii są o wiele mniejsze niż w przypadku wyników analiz LCOE. Przy założeniu niskich cen gazu i aktualnych cen CO<sub>2</sub>, jednostki gazowe nadal pozostają cenowo tańsze w stosunku do analizowanych jednostek OZE. Sytuacja zmienia się w scenariuszu średnich i wysokich cen gazu (odpowiednio 75 EUR/MWh i 150 EUR/MWh) w połączeniu z wysokimi cenami CO<sub>2</sub> (145 EUR/t) zakładanymi na 2030 r., przy których zarówno kotły gazowe jak i elektrociepłownie gazowe stają się droższe od wybranych jednostek OZE – np. pomp ciepła, systemów solarnych, czy kotłów biomasowych, tym bardziej przy założeniu wysokich cen CO<sub>2</sub>.
- » Wyniki analiz LCOE pokazują, że zwłaszcza aktualne decyzje inwestycyjne o budowie nowych elektrowni gazowych podejmowane przez krajowe firmy energetyczne są bardzo ryzykowne mając na uwadze zwłaszcza niepewność związaną z cenami gazu w długim terminie oraz rosnące koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Powyższe czynniki rodzą ryzyko braku rentowności tych jednostek w długim terminie i powstania kosztów osieroconych po stronie inwestorów, nawet przy założeniu wsparcia z rynku mocy, które nie pokryje jednak wysokich kosztów zmiennych.
- » Bilansowanie popytu i podaży na energię elektryczną tworzy konieczność posiadania w systemie źródeł zdolnych do odpowiednio elastycznej pracy – szybkiego zwiększenia mocy albo wykonania rozruchu ze stanu odstawienia. Zapotrzebowanie na tego rodzaju źródła zwiększa się wraz z przyłączaniem do systemu coraz większych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych, takich jak elektrownie słoneczne i wiatrowe, których moc może ulegać wahaniom, w sposób nie w pełni przewidywalny i przy tym zupełnie niezależny od poboru mocy przez odbiorców. Dlatego, co najmniej do czasu ekonomicznej dostępności wielkoskalowych magazynów energii, pomimo wysokiego poziomu LCOE, w krajowym systemie elektroenergetycznym pożądane będzie funkcjonowanie szczytowych źródeł gazowych (tzw. elektrowni OCGT).
- » Według modelowania przeprowadzonego przez DISE w poprzednim raporcie z 2020 roku „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce”<sup>365</sup>, udział gazu w elektroenergetyce w Polsce będzie

365 Raport DISE, „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce”, <https://dise.org.pl/raport2020/>

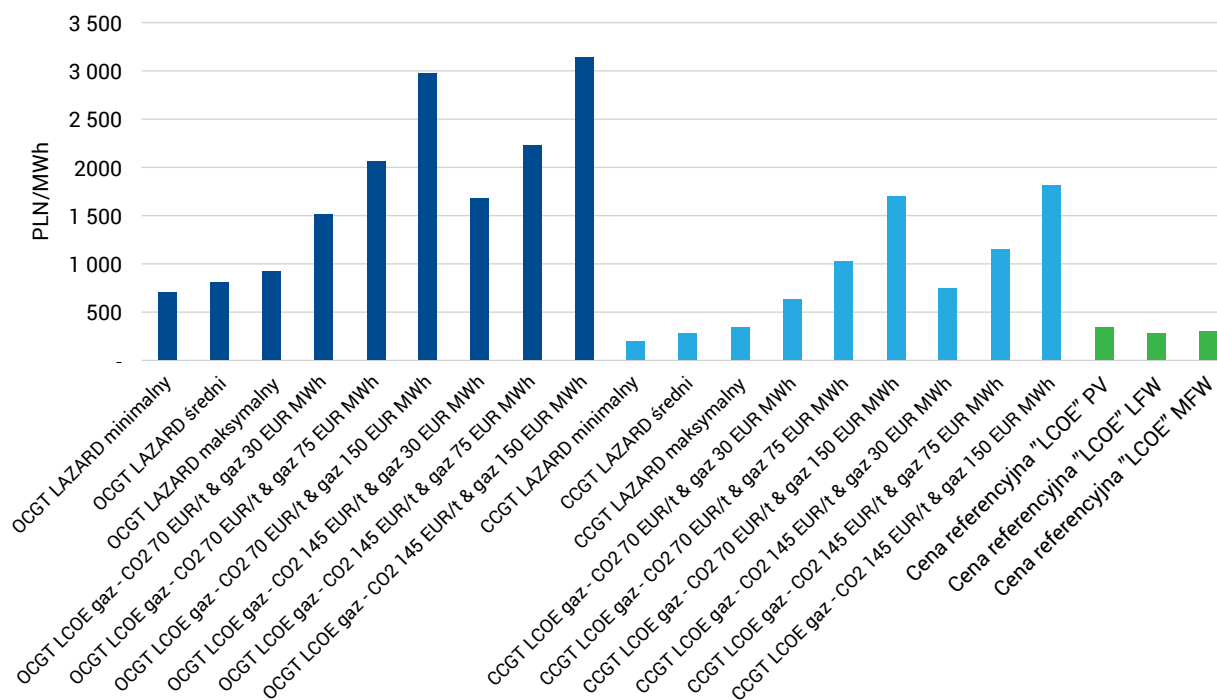
róż w perspektywie do 2035, a generacja energii elektrycznej z gazu może wynieść, w zależności od scenariusza, od 32-74 TWh w 2035 roku, a generacja energii elektrycznej z gazu, w scenariuszu zakładającym dynamiczny rozwój OZE, może wynieść co najmniej 34 TWh (w porównaniu do 13,4 TWh w 2021 r). Szacunki przyjęte w Polityce Energetycznej Polski, dla scenariusza wysokich cen CO<sub>2</sub>, zakładają osiągnięcie w tej perspektywie poziomu dwukrotnie wyższego - ok. 67 TWh generacji energii elektrycznej z gazu<sup>366</sup>, a tendencja ta będzie wynikała głównie z rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarce (trend elektryfikacji) oraz szybkiego wycofywania starszych bloków węglowych po 2025 roku z uwagi m.in. na zakończenie wsparcia bloków węglowych z kontraktami rocznymi w ramach rynku mocy. Rentowność istniejących bloków węglowych miałaby pogorszyć brak nowego systemu wsparcia, przy jednoczesnym powrocie do relatywnie niskich cen gazu i wysokich cenach CO<sub>2</sub>.

- » Biorąc pod uwagę paradygmat klimatyczny i wynikającą z niego walkę z emisyjnością gospodarki, gaz ziemny pozostaje (w przypadku Polski) wyborem „mniejszego zła” względem wysokoemisyjnej energetyki węglowej. Nie ma bowiem innej niż gaz ziemny, realnej alternatywy dla węgla w okresie oczekiwania na energetykę jądrową i komercyjną dostępność magazynów energii dużej skali i rozwijających się odnawialnych źródeł energii, które będą generować coraz większe potrzeby bilansowo-regulacyjne KSE. Taki wybór strategiczny umożliwi szybsze wycofanie mocy węglowych i umożliwi dynamiczny rozwój zależnych od pogody źródeł OZE. Konieczna będzie jednak redukcja zapotrzebowania na gaz w innych sektorach (np. ogrzewnictwo indywidualne poprzez zastosowanie pomp ciepła) oraz takie zaprojektowanie nowych źródeł gazowych, aby z punktu widzenia technologicznego umożliwiły zastąpienie gazu ziemnego paliwami zdekarbonizowanymi.
- » Firmy energetyczne budujące nowe bloki gazowe, dochodząc do podobnego wniosku, uwzględniają obecnie w procesie inwestycyjnym potrzebę przygotowania inwestycji do konwersji swoich instalacji (tzw. dual fuel) z konwencjonalnego gazu ziemnego na gazy odnawialne – jak zielony wodór, biometan – czy niebieski wodór (wodór konwencjonalny z komponentem CCS/CCU). Jest to też podejście zgodne z nowymi przepisami UE o Taksonomii<sup>367</sup>, które przewidują konieczność 100% odejścia od gazu ziemnego w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła na rzecz gazów odnawialnych najpóźniej do końca 2035 r.

366 Polityka energetyczna Polski do 2040 r., Załącznik nr 2 - Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>

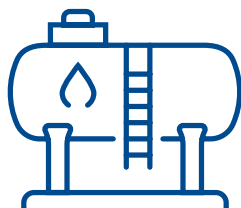
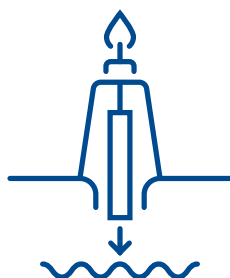
367 Rozporządzenie delegowane KE 2022/1214 ustanawiające kryteria zrównoważoności środowiskowej m.in. dla instalacji opartych na gazie ziemnym.

RYS. 52. LCOE I CENY REFERENCYJNE WYBRANYCH TECHNOLOGII OZE W WARUNKACH POLSKICH



Źródło: Opracowanie własne na podstawie LAZARD v 15 oraz Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązyujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje z dnia 31 października 2022 r. (przy kursie 4,75 EUR/PLN).

- » W przypadku kosztów wytwarzania ciepła, konwersja źródeł wytwórczych z gazu na odnawialne źródła energii w Polsce nastąpi później w związku z konkurencyjnością cenową wytwarzania ciepła w oparciu o gaz ziemny w porównaniu do kosztów OZE. Sytuację tę zmienia z czasem dalsze wzrosty cen uprawnień do emisji w połączeniu ze scenariuszem utrzymania się średnich lub wysokich cen gazu w długim terminie oraz przy spadku kosztów technologii opartych o OZE.





# **Podsumowanie, pozostałe uwagi, wnioski, rekomendacje**



Przeprowadzone w Raporcie badanie perspektyw energetyki gazowej skłania do sformułowania generalnej refleksji odnoszącej się do tej newralgicznej gałęzi gospodarki, której funkcjonowanie posiada bezpośredni wpływ na stan systemów: ekonomicznego, społecznego i politycznego na poziomie państw narodowych oraz takich wspólnot międzynarodowych jak Unia Europejska. Otóż układane unijne i narodowe strategie muszą uwzględniać całą złożoność uwarunkowań w jakich działa współczesna energetyka, w tym gazowa. Nie można więc abstrahować od wyzwań, jakie wypływają ze środowiska międzynarodowego, w którym toczy się permanentna rywalizacja wielkich graczy geopolitycznych o jak najwyższą pozycję w hierarchii, jak najszerzy zasięg swojego władztwa, także w sensie przestrzennym, oraz jak najkorzystniejszy dla siebie kształt porządku międzynarodowego. Z tej perspektywy energetyka oraz zasilające ją paliwa mogą być traktowane jako cenne zasoby, które trzeba kontrolować (bądź zawłaszczyć) albo jako swoista broń, którą można wykorzystać przeciw rywalowi. Z taką sytuacją mamy obecnie do czynienia w Europie, która destabilizowana jest walką o nowy porządek polityczny i architekturę bezpieczeństwa. W tym starciu gaz ziemny stał się środkiem walki, a rynki energetyczne jej polem. Należy się spodziewać, że niezwykle dynamika wydarzeń oraz materializacja kolejnych zagrożeń związanych z rosyjską agresją na Ukrainę, nie pozostaną obojętne dla procesu wdrażania zaplanowanej przez Unię Europejską transformacji energetycznej. Tocząca się wojna ekonomiczna między Federacją Rosyjską a Unią Europejską uderza przede wszystkim w gaz ziemny, postrzegany w kontekście osiągnięcia celów klimatycznych jako paliwo pomostowe dla energetyki. Z punktu widzenia energetyki gazowej najpilniejszym do rozwiązania problemem jest przywrócenie stabilności i przewidywalności europejskich rynków gazu poprzez ponowne przywrócenie równowagi między podażą i popytem. Na podstawie przeprowadzonej w Raporcie analizy można przyjąć, że osiągnięcie tego celu zależeć będzie od skutecznego podjęcia zespołu działań o charakterze strategicznym i doraźnym w dwóch obszarach: politycznym i rynkowym.

Poniżej przedstawiono pozostałe uwagi, wnioski oraz rekomendacje rozwiązań, których wykorzystanie i ewentualne wdrożenie może pomóc w neutralizacji zagrożeń i zakończeniu kryzysu na rynkach gazu w Unii Europejskiej.

## Uwagi

### a. Geopolityczne źródła kryzysu gazowego 2020-2021

- » Prowadzone przez Federację Rosyjską od połowy 2021 r. działania ograniczające podaż gazu ziemnego doprowadziły do zburzenia równowagi rynkowej w Unii Europejskiej. Postępowanie Rosji wobec europejskich rynków gazu jest elementem szerszej operacji polityczno-militarnej zmierzającej do uzyskania przez Rosję pożądaných przez nią zmian w ukształtowanym po zimnej wojnie ładzie międzynarodowym i architekturze bezpieczeństwa w Europie.
- » Pełnoskalowej agresji militarnej Rosji na Ukrainę towarzyszy także wojna ekonomiczna Federacji Rosyjskiej z Unią Europejską. Gaz ziemny stał się – ponownie oraz w większym niż wcześniej zakresie – środkiem walki. Jego użycie ma na celu wywołanie określonych konsekwencji ekonomicznych w Unii Europejskiej w postaci inflacji, a następnie recesji. Użycie broni gazowej ma doprowadzić do zatrzymania wsparcia państw członkowskich UE dla walczącej Ukrainy oraz akceptacji rosyjskich celów politycznych wobec tego państwa, przy równoczesnym braku wystarczającego dostępu do zasobów z innych źródeł.
- » Efektywne użycie przez Rosję gazu jako środka nacisku wobec UE stało się możliwe dzięki silnemu uzależnieniu większości państw członkowskich od importowanego gazu z Rosji. Budowana przez wiele lat struktura dostaw importowych gazu ziemnego do UE, w których to dostawach Rosja uzyskała dominującą pozycję (ok. 43% importu), zrodziła jednocześnie głęboką podatność europejskich rynków gazu na oddziaływanie czynników geopolitycznych.
- » Proces budowania wpływów w państwach europejskich został w oparciu o dostawy gazu i ropy został zainicjowany jeszcze przez Związek Sowiecki. Współczesna Rosja postrzega uzależnienie państw UE od produkowanego przez nią gazu jako kluczową dźwignię do realizacji priorytetu strategicznego, jakim jest rozbicie jedności państw Zachodu i zamianę reguł gry na kontynencie europejskim.
- » UE potępiając napaść zbrojną Rosji na Ukrainę, zastosowała ekonomiczne instrumenty nacisku w postaci kolejnych pakietów sankcji oraz doraźnych działań łagodzących skutki kryzysu gazowego. UE po raz pierwszy w swojej historii przystąpiła do otwartej i zakrojonej na dużą skalę konfrontacji ekonomicznej z innym państwem. Państwa UE wykazały się solidarnością, nie dały się podzielić co prawdopodobnie było jednym z celów Rosji.

## b. Konsekwencje kryzysu gazowego dla Unii Europejskiej

- » Rozwój europejskich rynków gazu ziemnego w ramach zliberalizowanego modelu ich funkcjonowania w ostatnich 20 latach przebiegał bez większych zakłóceń. Jednak oparty został on na niewłaściwej strukturze dostaw, w której Federacja Rosyjska za pośrednictwem Gazpromu uzyskała dominującą pozycję, przy równoczesnym braku wystarczającego dostępu do zasobów z innych źródeł.
- » Kryzys gazowy w UE objawił się rekordowymi wzrostami cen gazu notowanymi we wszystkich europejskich centrach handlu tym paliwem. W konsekwencji nastąpił także niespotykany do tej pory skok cen energii elektrycznej. Wywołane przez czynniki geopolityczne trendy cenowe na rynkach gazu i energii doprowadziły do przyspieszenia inflacji we wszystkich państwach członkowskich. W sierpniu 2022 r. średnia inflacja w UE wyniosła 10,1% rok do roku<sup>368</sup>. Przedłużające się zjawiska inflacyjne grożą recesją gospodarczą i pogorszeniem sytuacji społeczno-politycznej w UE.
- » W ciągu 2022 r. wystąpiły zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w UE. W konsekwencji materializacji ryzyka obciążającego dostawy gazu oraz z przyczyn ekonomicznych, zmniejszyła się udział źródeł gazowych w produkcji energii elektrycznej w UE. W to miejsce wchodziła natomiast produkcja bazująca na najbardziej emisyjnym paliwie, czyli węglu, dodatkowo w wielu również najbardziej emisyjna odmiana, węgiel brunatny. Kryzys gazowy wywołany przez czynniki geopolityczne spowodował więc negatywne skutki dla procesu transformacji energetycznej w UE.
- » UE poprawy stanu bezpieczeństwa energetycznego zaczęła dostrzegać także w przyspieszeniu procesu wprowadzania gazów odnawialnych do gospodarki jako zamienników importowanego gazu ziemnego. Dekarbonizacja sektora gazu ziemnego nabiera więc także znaczenia w kontekście umocnienia bezpieczeństwa całej UE.
- » Problemy z dostępem do rosyjskiego gazu stały się impulsem do zmian w dotychczasowej strukturze zewnętrznych dostaw na rynki UE. Od momentu rozpoczęcia agresji na Ukrainę w lutym do października 2022 r. udział rosyjskiego gazu w imporcie do UE obniżył się z 40% do 7,5%<sup>369</sup>. Kryzys gazowy doprowadził więc do marginalizacji Rosji jako dostawcy gazu do UE.

368 D. Błaszkiwicz, *Sierpniowa inflacja w UE. Jak prezentuje się Polska?*, <https://obserwatorgospodarczy.pl/2022/09/24/sierpniowa-inflacja-w-ue-jak-prezentuje-sie-polska/>

369 Dziennik Gazeta Prawna, *Von der Leyen: Spadek udziału rosyjskiego gazu sprowadzanego do UE*, <https://www.gazetaprawna.pl/wiadomosci/swiat/artykuly/8562339,von-der-leyen-spadek-udzialu-rosyjskiego-gazu-ue.html>

## Wnioski polityczne

- » Z uwagi na złożoność uwarunkowań geopolitycznych polityka klimatyczna UE musi uwzględnić w swej konstrukcji szerszy kontekst funkcjonowania europejskiej gospodarki, która w przyszłości może być narażona na kolejne wrogie działania podejmowane przez zewnętrzne podmioty polityczne.
- » Obecnie i w najbliższej przyszłości głównym wyzwaniem dla bezpieczeństwa UE w wielu aspektach jest i będzie agresywna polityka Federacji Rosyjskiej. Jednak uwarunkowania geopolityczne, w jakich funkcjonuje europejska energetyka gazowa, determinowane przez złożoną kombinację aktywności wielu innych graczy międzynarodowych kierujących się własnymi interesami.
- » Realizacja celów klimatycznych musi także uwzględniać potrzeby w zakresie utrzymania bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich. Proces transformacji energetycznej prowadzący do neutralności klimatycznej musi więc zostać uzupełniony o komponent dotyczący bezpieczeństwa energetycznego. Powinien również być wystarczająco elastyczny aby uwzględnić specyfikę uwarunkowań każdego z członków UE.
- » Państwo rosyjskie w obecnej formie ustrojowej i kształcie politycznym należy postrzegać jako stałe zagrożenie dla pokoju i ładu międzynarodowego w Europie. Nie ma także przesłanek pozwalających na mieć nadzieję na pozytywną wewnętrzną przemianę tego państwa i trwałe odejście od imperialnej i ekspansjonistycznej kultury strategicznej. W związku z tym nie może być ona traktowana jako normalny partner handlowy UE.
- » Pożądana jest trwała zmiana struktury dostaw importowanego gazu do UE. Niezależnie od wyniku toczącej się wojny na Ukrainie, należy dążyć do pełnego wyeliminowania rosyjskiego gazu z rynku europejskiego. Uzyskanie takiej zdolności przez UE zlikwiduje zagrożenie płynące ze strony Rosji, niezależnie od dalszego rozwoju wypadków na wschodzie Europy.
- » Błędy popełnione w zakresie systemu dostaw gazu ziemnego na rynki europejskie nie mogą zostać powtórzone w przypadku rynku wodoru odnawialnego. Ewentualny import wodoru odnawialnego powinien zostać oparty o zasadę pełnej dywersyfikacji – zróżnicowane źródła dostaw, zróżnicowani kontrahenci, zróżnicowane kierunki dostaw, zróżnicowane kontrakty i konkurujący ze sobą importerzy.

## Wnioski dla elektroenergetyki gazowej

- » Zwiększenie importu gazu pochodzącego od nierosyjskich dostawców jest najszybszym sposobem na ponowne przywrócenie równowagi rynkowej i zakończenie kryzysu. Takie działania są już podejmowane przez europejskich uczestników rynku, o czym świadczą dane ukazujące zwiększający się wielkość dostaw LNG docierających do UE.
- » W 2021 r. UE wykorzystała ok. 55% zdolności odbiorczej infrastruktury łączącej z alternatywnymi od Rosji dostawcami. Zdolności techniczne istniejącej w UE infrastruktury transportowej pozwalają więc na przyjęcie odpowiednich ilości gazu potrzebnych do zastąpienia rosyjskiego surowca.
- » Naturalną reakcją odbiorców w okresie rekordowych cen gazu, które praktycznie przestały być akceptowalne, była racjonalizacja zarządzania swoim zapotrzebowaniem. W rezultacie szacuje się, że w 2022 r. konsumpcja gazu w UE spadnie o ok. 10%.
- » Istniejące wąskie gardła w zakresie zdolności przesyłowych wewnątrz UE, które zwiększają ryzyko regionalnych niedoborów gazu, zwłaszcza w Europie Środkowo-Wschodniej, Południowo-Wschodniej i przede wszystkim pomiędzy Półwyspem Iberyjskim a resztą Kontynentu. Udoskonalenia infrastruktury w celu rozłożenia ryzyka ograniczenia w całej UE, ale nie zmniejszyłyby ilości niedoborów.
- » Istnieją poważne szanse odzyskania przez UE równowagi pomiędzy podażą i popytem gazu w perspektywie 2025 r. w związku z inwestycjami w krajach dostawczych które dostarczą większe wolumeny LNG na rynek światowy. Jednak odbędzie się to w zmienionych warunkach gry rynkowej – przewagi dostawców.
- » Najpewniejszym rozwiązaniem dla europejskich rynków gazu są dostawy LNG. Techniczne zdolności istniejących na świecie terminali eksportowych LNG umożliwiają pełne zastąpienie gazu dostarczanego do UE przez Rosję. Oznacza to jednak konieczność stałej konkurencji cenowej UE z rynkami w Azji i być może wyższe niż przed kryzysem ceny energii.

## Rekomendacje

- » Rosyjski gaz ziemny powinien zostać na trwałe wyeliminowany z europejskich rynków gazu. Federacja Rosyjska, zachowując swoją imperialną i ekspansjonistyczną doktrynę państwową, powinna być postrzegana przez Unię Europejską jako długookresowe źródło zagrożeń dla jej bezpieczeństwa i niestabilności dla środowiska międzynarodowego.
- » Postulujemy uzupełnienie polityki klimatycznej UE o komponent zawierający uaktualnianą periodycznie analizę czynników geopolitycznych oraz diagnozę potrzeb w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, nie tylko w stosunku do Unii, jako całości, ale również z uwzględnieniem konkretnych i zróżnicowanych warunków w państwach członkowskich.
- » Pomimo odejścia od dostaw rosyjskiego gazu ziemnego zbilansowanie europejskich rynków jest możliwe, jednak wymaga to zdecydowanych działań zaradczych realizowanych na poziomie politycznym oraz biznesowym. Należy skoncentrować się na pozyskaniu nowych kontraktów m.in. przy wykorzystaniu nowego narzędzia, jakim ma być Europejska Platforma Energii.
- » Działania zaradcze powinny obejmować także ograniczenie, w krótkim horyzoncie czasowym, konsumpcji gazu ziemnego w UE. Każde z państw członkowskich powinno wypracować własną, indywidualną ścieżkę postępowania w tym zakresie. Przestrzeń do ewentualnych redukcji zużycia paliwa gazowego w pierwszej kolejności dostrzegamy w elektroenergetyce i ciepłownictwie – zakładamy, że będzie to możliwe dzięki szybkiemu przestawieniu się na inne źródła wytwarzania. Ograniczanie konsumpcji gazu jest już zauważalnym zjawiskiem wynikającym z racjonalnych ekonomicznie decyzji podejmowanych przez podmioty gospodarcze i gospodarstwa domowe. Przewiduje się, że w Polsce konsumpcja gazu w 2022 r. spadnie o 10% (ok. 2 mld m<sup>3</sup>) w porównaniu do roku poprzedniego.
- » Proces zmniejszania zapotrzebowania na gaz należy szybko wzmocnić poprzez wprowadzenie programów wspierających wdrażanie alternatywnych wobec gazu technologii w ciepłownictwie: pompy ciepła w przypadku gospodarstw domowych oraz źródła geotermalne w przypadku wspólnot lokalnych.



- » Zmniejszeniu zależności importowej UE od gazu ziemnego sprzyjać będzie przyspieszony rozwój produkcji gazów odnawialnych – biometanu produkowanego w oparciu o własne zasoby biomasy oraz wodoru uzyskiwanego przy udziale OZE.
- » Zaleca się koncentrację na likwidacji wąskich gardeł pomiędzy rynkami narodowymi UE, które blokują przepływ odpowiednich wolumenów gazu. Kolejna lista Projektów Wspólnego Zainteresowania powinna uwzględniać nowe inwestycje w interkonektory gazowe w miejscach, które okazały się niedostatecznie drożne.
- » Uwzględniając rosnący udział OZE w energetyce europejskiej (zwiększający potrzeby bilansowe) proponujemy utrzymanie przez gaz ziemny roli paliwa pomostowego w procesie transformacji energetycznej w horyzoncie średniookresowej. Należy jednak dążyć do skrócenia okresu przejściowego przy jednoczesnym przyspieszeniu wprowadzania gazów odnawialnych.



## Autorzy Raportu



### **dr Marcin Sienkiewicz**

*Pracownik naukowy Instytutu Studiów Międzynarodowych Uniwersytetu Wrocławskiego,  
Ekspert ds. Rynku Gazu,*

Ekspert Forum Polityki Wschodniej i adiunkt w Instytucie Studiów Międzynarodowych Uniwersytetu Wrocławskiego. W latach 2008-2010 współpracował z Biurem Bezpieczeństwa Narodowego i Kancelarią Prezydenta RP w zakresie bezpieczeństwa narodowego i energetycznego. W latach 2016-2018 był Prezesem Zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych. Od grudnia 2015 roku związany z Towarową Giełdą Energii, gdzie odpowiada za rozwój giełdowego rynku gazu. W 2013 roku odbył staż dydaktyczny na VŠB – Technical University of Ostrava. W okresie grudzień 2013 – styczeń 2014 był stażystą w Biurze Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A. Autor studium koncepcyjnego poświęconego utworzeniu hubu gazowego w Polsce. Publicysta i recenzent „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” – miesięcznika wydawanego przez Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Uczestnik i współorganizator wielu konferencji poświęconych tematyce energetycznej. Autor ponad stu publikacji naukowych oraz opracowań eksperckich z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, polityki energetycznej współczesnych państw, funkcjonowania międzynarodowych rynków energetycznych.



### **Remigiusz Nowakowski**

*Prezes DISE, Ekspert ds. Branży Energetycznej*

Posiada wieloletnie doświadczenie w budowaniu i wdrażaniu strategii biznesowych, zarządzaniu dużymi przedsiębiorstwami oraz projektami inwestycyjnymi w branży energetycznej i ciepłownictwej, a także doskonałą znajomość specyfiki sektora energetycznego oraz zasad działania rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. Potwierdzone w praktyce zdolności przywódcze oraz umiejętność kierowania zespołami w otoczeniu międzynarodowym. Remigiusz otrzymał gruntowne wykształcenie z zakresu zarządzania, prawa i energetyki, zdobyte na prestiżowych uczelniach m.in.: Stanford University, Sustainable Banking Initiative, Certificate Course – Poland Energy Sector Executive Workshop, California, USA, Certificate Course in Leadership and Managerial Effectiveness na Międzynarodowym Instytucie Zarządzania, New Delhi, Indie. Ukończył studia magisterskie z ekonomii na Uniwersytecie Ekonomicznym we Wrocławiu oraz studia prawnicze na Uniwersytecie Wrocławskim. Obecnie jest Prezesem DISE. W przeszłości zajmował najwyższe stanowiska kierownicze w spółkach energetycznych. W latach 2018-2020 był Prezesem Zarządu PILE ELBUD S.A. (budownictwo infrastruktury elektroenergetycznej). W latach 2015 - 2016 był Prezesem Zarządu TAURON Polska Energia (wiodącego polskiego koncernu energetycznego) oraz Członkiem Zarządu PKN ORLEN S.A. W latach 2016-2019 był członkiem Rady Dyrektorów EURELECTRIC. W latach 2008-2015 i 2020 Dyrektorem Wykonawczym w Fortum, Heating & Cooling, Polska i kraje bałtyckie.



### **dr Kamila Tarnacka**

*Radca prawny, Ekspertka ds. Prawa Energetycznego*

Jest radcą prawnym z wieloletnim doświadczeniem w obsłudze prawnej polskich i zagranicznych klientów działających w sektorze energetycznym. Prowadziła kompleksową obsługę projektów budowy i modernizacji źródeł wytwarzania energii, w tym elektrociepłowni i instalacji wiatrowych, a także wstępnej fazy projektu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Obsługiwała spółki w zakresie sprzedaży, zakupu oraz obrotu energią elektryczną, ciepłem i gazem ziemnym; doradzała w kwestiach regulacyjnych, transakcjach i sporach, obsługiwała również procesy prywatyzacyjne w sektorze energetycznym.

Od kilku lat zaangażowana w rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, gdzie (jako Wiceprezes PSEW) koordynowała dyskusję i dialog sektora ze stroną publiczną na temat tworzenia nowych regulacji prawnych tworzących ten obszar działalności w Polsce, które zakończyły się uchwaleniem ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a także podpisaniem Deklaracji na rzecz rozwoju Morskiej Energetyki Wiatrowej.

W latach 2011-2014 jako partner w kancelarii Baker & McKenzie kierowała praktyką energetyczną tej kancelarii. W poprzednich latach zdobywała doświadczenie zawodowe m.in. w międzynarodowej kancelarii CMS Cameron McKenna. W okresie luty 2017 – styczeń 2022 była wiceprezesem Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej.

Jest ekspertem w dziedzinie energetyki, rekomendowanym przez prestiżowe rankingi prawnicze typu Chambers & Partners oraz Legal 500, ponadto w 2014 roku otrzymała wyróżnienie w rankingu IFLR Euromoney Women in Business Law.



### **Paweł Turowski**

*Ekspert ds. Rynku Gazu*

Absolwent Instytutu Historycznego Uniwersytetu Warszawskiego. Od wielu lat zajmuje się m.in. tematyką bezpieczeństwa energetycznego, zagrożeń hybrydowych, informacyjnych, poniżej progu wojny, tematyką odporności państwa na wielowymiarowe zagrożenia niemilitarne.



### **Jakub Bartoszewski**

*Ekspert ds. Rynku Energii*

Jest absolwentem studiów licencjackich oraz magisterskich w zakresie ekonomii, handlu i stosunków międzynarodowych na New York University oraz Texas A&M University. Łączy on swoją działalność badawczą z praktycznym doświadczeniem w sektorze energetycznym. Jego obszar zainteresowania obejmuje ekonomię energii, politykę energetyczną oraz handel surowcami. Posługuje się on językami angielskim, polskim, francuskim, włoskim i hiszpańskim.



### **dr Anna Mikulska**

*Ekspertka ds. Rynku Gazu*

Anna Mikulska jest stypendystką nierezydentem studiów energetycznych w Centrum Studiów Energetycznych w Baker Institute for Public Policy na Rice University. Jej badania koncentrują się na geopolityce gazu ziemnego w UE, byłym bloku sowieckim i Rosji. Jej obecne zainteresowania obejmują potencjalne wykorzystanie gazu ziemnego jako narzędzia geoeconomicznego oraz badanie sposobów wykorzystania eksportu LNG z USA w celu wzmocnienia europejskiego bezpieczeństwa energetycznego. Anna Mikulska jest również starszym wykładowcą w Instytucie Badań nad Polityką Zagraniczną i prowadzi seminaria magisterskie na temat polityki energetycznej i geopolityki energetycznej na University of Pennsylvania's Russian and East European Studies. Zasiada w Komitecie redakcyjnym Przeglądu Prawa Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza oraz w Komitecie naukowym czasopisma naukowego Energy Policy Studies. Mówi po polsku, angielsku, niemiecku, persku i rosyjsku. Ukończyła prawo na Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza, uzyskała tytuł magistra stosunków międzynarodowych na Uniwersytecie Windsor w Kanadzie oraz tytuł doktora nauk politycznych na Uniwersytecie w Houston.



Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (DISE) z siedzibą we Wrocławiu jest think-tankiem aktywnie zajmującym się problematyką bezpieczeństwa energetycznego i transformacji energetycznej w wymiarze strategicznym, a także koncepcjami funkcjonowania rynków energii, modelami biznesowymi przedsiębiorstw energetycznych oraz przemysłowych odbiorców energii, a także zagadnieniami efektywności projektów infrastrukturalnych.

DISE tworzy interdyscyplinarne grono naukowców i czynnych managerów zajmujących stanowiska kierownicze w kluczowych przedsiębiorstwach w branży energetycznej. Naszych ekspertów cechuje połączenie wiedzy teoretycznej i doświadczenia praktycznego w zarządzaniu największymi podmiotami gospodarczymi w Polsce, co pozwala nam identyfikować bariery i wyzwania w polskiej energetyce na łamach licznych publikacji popularno-naukowych, analiz i opinii. Eksperti DISE krytycznie analizują aktualną sytuację na rynku energii i formułują rekomendacje strategiczne w postaci opracowań analitycznych i kompleksowych raportów. Zespół DISE koncentruje się szczególnie na problematyce energetyki odnawialnej, energetyki niskoemisyjnej, w szczególności technologii jądrowych, wykorzystania gazu ziemnego i gazów odnawialnych, czego wyrazem są cztery opublikowane dotychczas raporty, zrealizowane we współpracy z ważnymi organizacjami zajmującymi się klimatem i energią oraz największymi polskimi koncernem paliwowo-energetycznymi.

Najnowszy raport DISE poddaje analizie czynniki geopolityczne mające wpływ na trwający kryzys energetyczny, ocenia alternatywne rynki dostaw gazu do państw Unii Europejskiej i podejmuje próbę odpowiedzi na pytanie czy zasadne jest dalsze wykorzystanie gazu ziemnego jako tzw. paliwa pomostowego na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Ponadto, przygotowywane dla organów administracji rządowej i samorządowej, organizacji pozarządowych i spółek energetycznych analizy, opinie i ekspertyzy ekonomiczne, prawne, geopolityczne i techniczne stanowią źródło rzetelnej wiedzy w zakresie zagadnień energetycznych i polityki paliwowej, budując dialog decydentów z interesariuszami transformacji energetycznej i inspirując rozwiązania na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej.

Zapewniamy także merytoryczne wsparcie dla polskich i unijnych parlamentarzystów. Jesteśmy organizatorem corocznych Kongresów Energetycznych we Wrocławiu – międzynarodowego i cenionego forum debat decydentów, polityków i praktyków branży energetycznej, którego celem jest wspólne wypracowywanie rozwiązań na rzecz bezpieczeństwa i transformacji polskiej energetyki. Istotnym obszarem aktywności DISE jest edukacja, czyli działania skierowane przede wszystkim na podnoszenie kompetencji managerów branży energetycznej. Łącząc wiedzę i wieloletnie doświadczenie ekspertów DISE z dobrymi praktykami wiodących zagranicznych podmiotów sektora energii organizujemy wyjazdy studyjne mające na celu poznanie najnowszych rozwiązań technicznych w obiektach infrastruktury energetycznej na świecie (m.in. morskie farmy wiatrowe, terminale gazowe czy instalacje wodorowe). Wartością organizowanych wyjazdów studyjnych jest transfer wiedzy podczas prowadzonych seminariów i poznanie najnowszych technologii oraz doświadczeń z eksploatacji infrastruktury. Prowadzimy także warsztaty i szkolenia dla najmłodszych celem zwiększania poziomu świadomości społecznej w zakresie energii odnawialnej, prosumeryzmu i odpowiedzialnego zarządzania energią (m.in. zajęcia w klastrach energetycznych). Pozostajemy w przekonaniu, że nasze działania zmieniają oblicze polskiej energetyki na lepsze i inicjują pożądane zmiany prawne dla inwestycji energetycznych z myślą o przyszłych pokoleniach.

[www.dise.org.pl](http://www.dise.org.pl)

## **GAZ ZAKŁADNIKIEM GEOPOLITYKI**

Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej  
w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych



---

**WROCLAW**  
**Grudzień 2022**  
**ISBN: 978-83-959718-4-6**

