



Raport 2026

Wymiary bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny: polska transformacja energetyczna, dostawy i geopolityka

AI

Dolnośląski Instytut
Studiów Energetycznych
Wrocław, Październik 2026

Wymiary bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny: polska transformacja energetyczna, dostawy i geopolityka

Recenzja: Dr hab. Jarosław Jarząbek, prof. UW.

Autorzy: Dr Marcin Sienkiewicz
Remigiusz Nowakowski
Kmdr dr hab. Rafał Miętkiewicz
Agata Łoskot-Strachota
Dr inż. Agata Romanowska
Kamil Moskwik



© Copyright by Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych.
Wszelkie prawa zastrzeżone.
Wrocław, październik 2026 r.
ISBN: 978-83-959718-8-4

Dr Marcin Sienkiewicz
Remigiusz Nowakowski
Kmdr dr hab. Rafał Miętkiewicz
Agata Łoskot-Strachota
Dr inż. Agata Romanowska
Kamil Moskwik

Wymiary bezpieczeństwa zaopatrzenia
w gaz ziemny: polska transformacja energetyczna,
dostawy i geopolityka



WROCŁAW październik 2026

SPIS TREŚCI

Słowo wstępne	6
Executive Summary	8
Wykaz skrótów	12
Wprowadzenie	15

Rozdział 1.

Rynki gazu ziemnego w Unii Europejskiej po kryzysie	19
1.1. Relacja między podażą a popytem na gaz ziemny	19
1.2. Rola LNG w zaopatrzeniu	21
1.3. Dynamika cen i stan równowagi rynkowej	25
1.4. Praktyki handlowe na globalnym rynku gazu ziemnego	29

Rozdział 2.

Gaz ziemny a polska transformacja energetyczna	33
2.1. Gaz w długofalowej polityce klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej	33
2.2. Gaz jako paliwo przejściowe w modelu polskiej transformacji energetycznej	35

Rozdział 3.

Potencjalne ścieżki redukcji zależności od importu gazu ziemnego i zwiększania odporności energetycznej	45
3.1. Gazy zdekarbonizowane	46
3.1.1. Problemy produkcji i rozwoju rynku polskiego biometanu	50
3.1.2. Hierarchizacja zastosowań końcowych biometanu w Polsce	53
3.2. Elektryfikacja i zarządzanie elastycznością	54
3.3. Integracja ciepłownictwa z systemem elektroenergetycznym: magazynowanie energii i ciepła	60
3.4. Wspieranie elastyczności systemu, rozwój sieci i połączenia międzynarodowe	64
3.5. Ocena wdrożenia rozwiązań ograniczających zapotrzebowanie na gaz w Polsce, w odniesieniu do charakterystyki funkcjonowania infrastruktury gazu ziemnego	68
3.6. Krajowe zasoby gazu ziemnego	71

Rozdział 4.

Wybrane łańcuchy logistyczne LNG na tle uwarunkowań geopolitycznych	79
4.1. Wybrane źródła dostaw LNG – analiza potencjału produkcyjnego	79
4.2. Wybrane źródła dostaw LNG – analiza uwarunkowań politycznych	93
4.3. Kluczowe szlaki transportu LNG Polski i Unii Europejskiej – ocena zagrożeń geopolitycznych	102
4.4. Wąskie gardła i zagrożenia na szlakach dostaw LNG do Polski i Unii Europejskiej	106

Rozdział 5.

Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście dostaw gazu	113
5.1. Komponent militarny (zdolności i wykorzystanie marynarki wojennej)	116
5.2. Dywersyfikacja dostaw i partnerstwa międzynarodowe	121
5.3. Zagrożenie z katalogu odporności	122
5.4. Wyzwania dla ochrony morskiej infrastruktury krytycznej – gazowce i terminale LNG	124
Podsumowanie	129
Bibliografia	132
Noty biograficzne autorów	140

Słowo wstępne od Miłosza Motyki, Ministra Energii



Bezpieczeństwo energetyczne należy dziś do najważniejszych wyzwań stojących przed Polską i całą Europą. Ostatnie lata pokazały bardzo wyraźnie, że energia i surowce energetyczne mają znaczenie nie tylko gospodarcze, ale również strategiczne i geopolityczne. Dlatego dyskusja o bezpieczeństwie dostaw gazu ziemnego jest dziś tak istotna.

Polska konsekwentnie wzmacnia swoją suwerenność energetyczną poprzez rozwój infrastruktury i dywersyfikację kierunków dostaw. Terminal LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe czy rozwój połączeń międzysystemowych sprawiły, że Polska stała się ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego Europy Środkowo-Wschodniej.

Coraz wyraźniej widać również, że Polska może pełnić rolę regionalnego hubu gazowego. Rozwijamy koncepcję tzw. „Północnej Bramy”, opartej na polskiej infrastrukturze LNG i sieci przesyłowej, która może wzmacniać bezpieczeństwo dostaw w całym regionie oraz wspierać naszych partnerów w Europie Środkowo-Wschodniej i Ukrainę.

Równocześnie trwa transformacja energetyczna, która zmienia rolę gazu ziemnego w systemie energetycznym. W najbliższych latach gaz nadal będzie pełnił ważną funkcję stabilizującą, szczególnie w okresie rozwoju odnawialnych źródeł energii i modernizacji elektroenergetyki.

Dlatego szczególnie cenne są inicjatywy eksperckie, które pozwalają spojrzeć na sektor gazowy szerzej – z perspektywy bezpieczeństwa państwa, gospodarki i stabilności regionu. Raport przygotowany przez DISE Energy stanowi ważny głos w debacie o przyszłości polskiej energetyki.

Jestem przekonany, że publikacja „Wymiary bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny: polska transformacja energetyczna, dostawy i geopolityka” będzie wartościowym materiałem dla wszystkich osób zainteresowanych bezpieczeństwem energetycznym Polski i Europy.

*Miłosz Motyka
Minister Energii*

Słowo wstępne od Remigiusza Nowakowskiego, prezesa zarządu DISE Energy



Polska polityka energetyczna wchodzi w fazę, w której dotychczasowa logika transformacji wymaga zasadniczej korekty. Przez ostatnią dekadę bezpieczeństwo koncentrowało się na zastąpieniu rosyjskich surowców alternatywnymi źródłami importu. Cel ten został w znacznej mierze osiągnięty. Nie rozwiązał jednak problemu bardziej fundamentalnego: wysokiej zależności gospodarki od paliw, których ceny i dostępność kształtowane są poza Polską, a często także poza Unią Europejską.

Gaz ziemny zajmuje w tym układzie miejsce szczególne. Ma przejąć część funkcji wycofywanych elektrowni węglowych, wspierać system przy rosnącym udziale energetyki wiatrowej i słonecznej oraz uczestniczyć w modernizacji ciepłownictwa. Jednocześnie jest surowcem importowanym, którego europejska podaż własna nie wystarcza do pokrycia popytu. Polska nie zastępuje więc węgla wyłącznie technologiami krajowymi i bezemisijnymi. Część zależności od krajowego, choć wysokoemisyjnego paliwa zamienia na eksportację wobec globalnego rynku gazu.

To najważniejszy dylemat strategiczny opisany w raporcie. Gaz może zmniejszyć ryzyko niedoboru mocy w okresie przebudowy elektroenergetyki, ale jego nadmierne wykorzystanie tworzy inne rodzaje podatności: importową, cenową, infrastrukturalną i geopolityczną. Nie chodzi zatem o prosty wybór „za” lub „przeciw” paliwem gazowym. Istotne są skala nowych inwestycji, ich przeznaczenie, przewidywany czas pracy oraz zdolność systemu do stopniowego ograniczania wykorzystania paliwa po 2035 r.

Oddając w Państwa ręce kolejny raport DISE Energy, poświęcony tematyce roli paliw gazowych w transformacji energetycznej, życzę Państwu przyjemnej lektury naszej publikacji, a decydentów zapraszam do skorzystania z prezentowanych w raporcie wniosków.

*Remigiusz Nowakowski
Prezes Zarządu DISE Energy*

EXECUTIVE SUMMARY

Od dywersyfikacji dostaw do redukcji zależności

Kryzysy lat 2021–2022 i 2026 dowiodły, że rozwój infrastruktury importowej nie eliminuje ryzyka, lecz przenosi je na inne ogniwa łańcucha wartości. LNG zapewniło Europie możliwość szybkiego zastąpienia dużej części rosyjskiego gazu rurociągowego i zwiększyło liczbę potencjalnych kontrahentów. Zarazem powiązało europejskie ceny z popytem w Azji, dostępnością zdolności skraplania, kosztami frachtu i bezpieczeństwem transportu oceanicznego.

Dla Polski oznacza to jakościową zmianę profilu zagrożeń. Wcześniej dominowało ryzyko politycznej presji jednego dostawcy. Obecnie większego znaczenia nabierają zdarzenia rozproszone geograficznie: konflikty w regionach eksportujących LNG, blokady cieśnin, zakłócenia żeglugi, awarie terminali, cyberataki i akty sabotażu wobec infrastruktury podmorskiej. Z punktu widzenia odbiorcy końcowego efekt może być podobny – niedobór surowca albo gwałtowny wzrost jego ceny.

Dalsze różnicowanie dostaw pozostaje potrzebne, nie może jednak stanowić jedynej odpowiedzi. Zastąpienie dominacji rosyjskiej rosnącą koncentracją zakupów w Stanach Zjednoczonych byłoby poprawą polityczną i infrastrukturalną, lecz nie pełną dywersyfikacją. Ekspansja amerykańskich mocy LNG zwiększy płynność rynku i prawdopodobnie obniży presję podażową, ale może jednocześnie wzmacniać zależność Europy od jednej jurysdykcji, północnoatlantyckiej logistyki oraz cen kształtowanych przez Henry Hub, kurs dolara i fracht morski.

Nowoczesna polityka bezpieczeństwa powinna zatem mierzyć nie tylko liczbę kierunków dostaw i przepustowość terminali, ale również ilość gazu, którą gospodarka musi importować w warunkach stresowych. Dywersyfikacja zmniejsza prawdopodobieństwo przerwy w zaopatrzeniu. Elektryfikacja, efektywność energetyczna i wykorzystanie krajowych źródeł bezemisyjnych ograniczają natomiast skalę potencjalnych skutków takiej przerwy.

Niespójność pomiędzy planowaniem systemowym a strategiami inwestycyjnymi

Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu powinien być dokumentem integrującym politykę klimatyczną, bezpieczeństwo dostaw, rozwój infrastruktury i strategię przemysłową. Nie może jednak sprowadzać się do prognozy rosnącego zapotrzebowania na gaz, która następnie służy uzasadnianiu kolejnych inwestycji podażowych. Prognoza oparta na założeniu szerokiego wykorzystania gazu łatwo staje się samospełniającym scenariuszem: prowadzi do rozbudowy elektrowni, sieci i terminali, a poniesione nakłady tworzą później presję na długotrwałą eksploatację tych aktywów.

Ryzyko to jest widoczne w planach państwowych grup energetycznych. Ogłoszone programy wskazują na możliwość powstania co najmniej 8 GW dodatkowych jednostek gazowych, a docelowe ambicje sięgają nawet kilkunastu GW w perspektywie najbliższych lat. Program

ten należy skonfrontować z nową strategią PSE. Operator zakłada przygotowanie KSE do pracy w warunkach bezemisyjnego miksów już w 2035 r., przy ponad 60-procentowym udziale OZE w produkcji. System ma być gotowy na 110 GW OZE, 24 GW magazynów oraz 5,3 GW energetyki jądrowej, a źródła konwencjonalne mają pełnić funkcję bilansującą, bez uzależniania od nich stabilności sieci.

Zestawienie tych dwóch kierunków ujawnia ryzyko niespójności. Jeżeli system elektroenergetyczny ma być projektowany wokół OZE, magazynów, elastycznego popytu i energetyki jądrowej, to zapotrzebowanie na elektrownie gazowe powinno być określane na podstawie brakujących usług systemowych, a nie sumy projektów przygotowywanych przez poszczególne spółki. Bez takiej koordynacji Polska może zakontraktować więcej mocy gazowych, niż będzie ekonomicznie uzasadnione, a następnie finansować ich utrzymanie za pośrednictwem rynku mocy lub innych mechanizmów wsparcia.

Decyzje inwestycyjne powinny zostać poprzedzone wspólnym testem adekwatności systemu elektroenergetycznego i gazowego. Analiza musi obejmować scenariusze długotrwałego ograniczenia produkcji OZE, opóźnienia energetyki jądrowej, przerwania jednego z głównych kierunków importu gazu, wysokich cen LNG oraz szybszego od oczekiwanego rozwoju magazynów i zarządzania popytem. Dopiero na tej podstawie można rozstrzygnąć, ile mocy gazowych rzeczywiście jest potrzebnych, w jakich technologiach i przy jakiej oczekiwanej liczbie godzin pracy.

Nie każda elektrownia gazowa powoduje takie samo ryzyko. Jednostki szczytowe, uruchamiane w ograniczonej liczbie godzin, mogą stanowić zabezpieczenie systemu przy relatywnie niewielkim zużyciu paliwa. Znacznie większe konsekwencje ma rozbudowa bloków projektowanych do regularnej produkcji energii. Polityka publiczna powinna więc wynagradzać dostępność, szybkość reakcji i świadczenie usług systemowych, a nie tworzyć zachęty do maksymalizacji generacji z gazu.

Równie ostrożnie należy traktować deklarowaną gotowość nowych bloków do spalania wodoru lub innych gazów niskoemisyjnych. Techniczna możliwość późniejszej konwersji nie przesądza ani o dostępności paliwa, ani o jego cenie, pochodzeniu i potrzebnej infrastrukturze. Status „hydrogen-ready” nie może zastępować wiarygodnego planu przejścia na inne paliwo.

Elektryfikacja jako instrument bezpieczeństwa i konkurencyjności

Najpoważniejszą słabością polskiej strategii jest niewystarczające powiązanie polityki gazowej z globalnym przesunięciem w stronę elektryfikacji. Największe gospodarki inwestują w elektryczny transport, pompy ciepła, elektryfikację procesów przemysłowych, magazynowanie i cyfrowe sterowanie popytem. Energia elektryczna staje się podstawową platformą integrującą transport, budynki, przemysł i ciepłownictwo.

Polska pozostaje pod tym względem w tyle. Według analizy Forum Energii obecne plany krajowe prowadzą do udziału energii elektrycznej w zużyciu energii końcowej na poziomie około 26,3% w 2040 r., podczas gdy europejski kierunek zakłada około 46%. Szybsza elektryfikacja przemysłu, transportu i ogrzewania mogłaby jednocześnie ograniczyć całkowite zużycie energii o około 15%.

Ta różnica nie jest wyłącznie problemem realizacji celów klimatycznych. Oznacza ryzyko utraty konkurencyjności przez gospodarkę, która pozostanie dłużej zależna od kosztownych paliw importowanych, podczas gdy jej partnerzy handlowi będą coraz szerzej wykorzystywać lokalnie produkowaną energię elektryczną. W takim ujęciu elektryfikacja nie jest dodatkowym obciążeniem transformacji, lecz narzędziem ograniczania ryzyka makroekonomicznego, poprawy bilansu handlowego i stabilizacji kosztów energii.

Postulaty formułowane w analizach czołowych think tanków zajmujących się problematyką transformacji i bezpieczeństwa energetycznego prowadzą do wspólnego wniosku: bezpieczeństwo należy budować przede wszystkim po stronie popytu i infrastruktury elektroenergetycznej. Priorytetami powinny być termomodernizacja, pompy ciepła, elektryfikacja ciepła przemysłowego, rozwój transportu elektrycznego, magazyny energii i ciepła, elastyczne taryfy, agregacja popytu oraz szybsza rozbudowa sieci. Forum Energii wskazuje również, że dostępne technologie pozwalają zelektryfikować ponad 60% ciepła wykorzystywanego obecnie w przemyśle przetwórczym.

Krajowa strategia energetyczna powinna zatem wyznaczać mierzalną trajektorię elektryfikacji, rozpiętą na sektory i powiązaną z inwestycjami sieciowymi. Bez tego Polska może równocześnie finansować rozwój OZE i utrzymywać popyt na gaz, zamiast wykorzystywać rosnącą produkcję energii elektrycznej do trwałego zmniejszania importu paliw.

Odporność wymaga spójnego portfela, nie dominującej technologii

Alternatywą dla szerokiej rozbudowy energetyki gazowej nie jest oparcie systemu na jednej technologii. Jest nią portfel zasobów o różnych charakterystykach czasowych: połączenie magazynów bateryjnych, magazynów ciepła, elektrowni szczytowo-pompowych, elastycznego popytu, interkonektorów, stabilnych źródeł bezemisyjnych oraz ograniczonej liczby jednostek wykorzystujących paliwa gazowe.

Szczególną rolę może odegrać integracja elektroenergetyki z ciepłownictwem. Kotły elektrodowe, wielkoskalowe pompy ciepła i akumulatory ciepła pozwalają przejmować nadwyżki produkcji z OZE, ograniczać redukcję generacji i zmniejszać zużycie gazu. Biometan powinien być kierowany przede wszystkim do zastosowań, w których bezpośrednia elektryfikacja jest technicznie trudna lub nieproporcjonalnie kosztowna. Rozpraszanie ograniczonej podaży biometanu pomiędzy zastosowania, dla których istnieją tańsze rozwiązania elektryczne, obniżałoby jego wartość systemową.

Potrzebna jest również zmiana sposobu oceny infrastruktury gazowej. Nowe terminale, magazyny i interkonektory należy analizować nie tylko pod względem ich zdolności do obsługi rosnącego rynku, lecz także użyteczności w scenariuszu spadku konsumpcji po połowie lat trzydziestych. Aktywa powinny wzmacniać odporność regionalną i umożliwiać obsługę różnych kierunków przepływu, bez tworzenia presji na utrzymywanie wysokiego popytu krajowego.

Ambicja budowy regionalnego hubu gazowego wymaga podobnego realizmu. Hubu nie tworzy decyzja administracyjna ani sama infrastruktura. Potrzebne są płynny rynek terminowy, przejrzyste reguły, dostęp stron trzecich, wiarygodne sygnały cenowe, odpowiednia liczba uczestników oraz stabilność regulacyjna. Benchmark uwzględniający Henry Hub mógłby lepiej odzwierciedlać strukturę kosztów amerykańskiego LNG, ale nie wyeliminuje ryzyka

kursowego, transportowego ani różnicy pomiędzy rynkiem amerykańskim i europejskim. Powinien więc uzupełniać instrumenty zabezpieczające oparte na TTF, a nie być przedstawiany jako prosty sposób uniezależnienia krajowych cen.

Priorytety dla państwa

Z analizy wyłania się pięć decyzji o znaczeniu strategicznym:

- 1. Określenie docelowej roli elektrowni gazowych.** Państwo powinno uzgodnić jeden bilans potrzeb systemowych, obejmujący projekty wszystkich kontrolowanych przez siebie spółek. Wsparcie publiczne należy kierować do mocy rzeczywiście potrzebnych do zapewnienia adekwatności i elastyczności KSE.
- 2. Włączenie ryzyka gazowego do planowania elektroenergetycznego.** Każdy scenariusz rozwoju nowych bloków powinien uwzględniać dostępność paliwa, przepustowość sieci gazowej, zapasy, ceny LNG, koszty emisji oraz skutki długotrwałego zakłócenia importu.
- 3. Podniesienie elektryfikacji do rangi celu strategicznego.** Potrzebne są sektorowe cele dla przemysłu, transportu, budynków i ciepłownictwa, uzupełnione planem rozwoju sieci, magazynów i zarządzania popytem.
- 4. Przejście od ochrony pojedynczych obiektów do ochrony całych łańcuchów dostaw.** Współpraca operatorów, administracji, służb i Sił Zbrojnych powinna obejmować terminale, gazociągi podmorskie, tory żeglugowe i infrastrukturę państw partnerskich. Polska musi rozwijać zdolność rozpoznawania zagrożeń również poza Bałtykiem oraz działać w tym zakresie poprzez NATO i współpracę regionalną.
- 5. Przygotowanie systemu na spadek roli gazu po 2035 r.** Kontrakty mocowe, decyzje lokalizacyjne i modele finansowania powinny zapobiegać powstawaniu aktywów wymagających wieloletniego subsydiowania lub wysokiej produkcji energii z gazu dla zachowania rentowności.

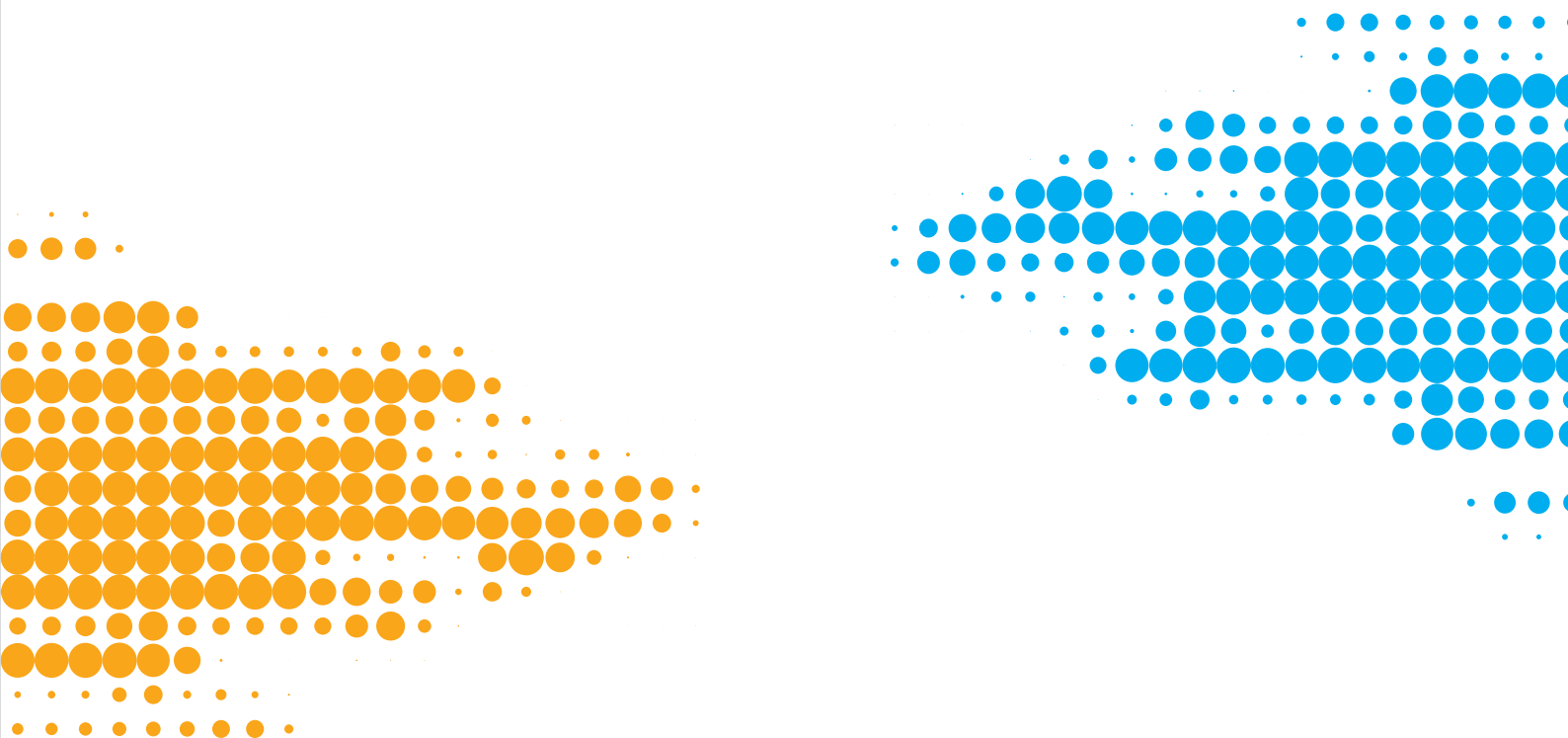
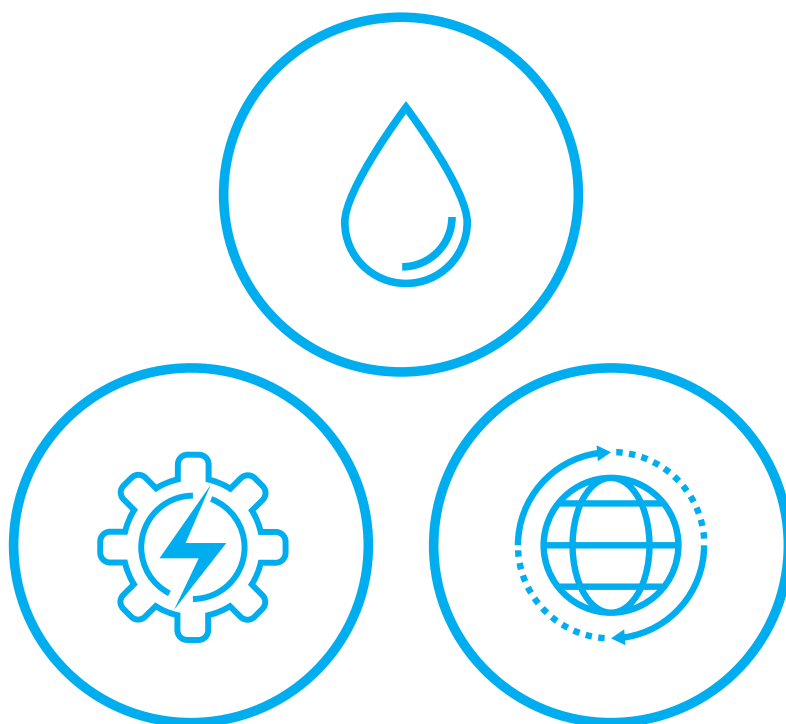
Strategiczna odpowiedź na niepewność nie polega na maksymalizacji rezerw każdego rodzaju. Polega na takim kształtowaniu systemu, aby zakłócenie jednego źródła energii nie przenosiło się na całą gospodarkę. W najbliższej dekadzie gaz pozostanie ważnym elementem polskiego bilansu, lecz nie powinien stać się osią, wokół której projektowana będzie energetyka na kolejne trzydzieści lat.

Miarą powodzenia transformacji nie będzie liczba wybudowanych terminali ani moc nowych elektrowni gazowych, lecz zdolność do zapewnienia energii przy coraz mniejszej ekspozycji na import paliw, wahania ich cen i presję geopolityczną. Polska potrzebuje gazu jako ograniczonego w czasie i skali zabezpieczenia procesu zmian. Docelową podstawą odporności powinny być natomiast krajowa energia bezemisyjna, sprawne sieci, elastyczny popyt, magazynowanie oraz szeroka elektryfikacja gospodarki.

*Remigiusz Nowakowski
Prezes Zarządu DISE Energy*

Wykaz skrótów

Bcm	– miliard metrów sześciennych
CAPEX	– capital expenditures (pol. wydatki kapitałowe)
CCGT	– Combined Cycle Gas Turbine (układ parowo-gazowy)
CEE	– Europa Środkowo-Wschodnia
CEP	– Central European Petroleum
CHRL	– Chińska Republika Ludowa
DISE	– Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych
EAP	– Energy Action Plan
EIA	– Energy Information Administration (pol. Administracja Informacji Energetycznej)
EPBD	– Directive (EU) 2024/1275 of the European Parliament and of the Council of 24 April 2024 on the energy performance of buildings (Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków)
ENTSOG	– Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu
EU ETS	– European Union Emissions Trading System
FR	– Federacja Rosyjska
FSRU	– Floating Storage Regasification Unit (pol. pływająca jednostka magazynowania i regazyfikacji)
GECF	– Gas Exporting Countries Forum (pol. Forum Państw Eksportujących Gaz)
GUS	– Główny Urząd Statystyczny
ICDS	– Centre for Defence and Security
IEA	– International Energy Agency (pol. Międzynarodowa Agencja Energii)
IEEFA	– Institute for Energy Economics and Financial Analysis
IGU	– International Gas Union (pol. Międzynarodowa Unia Gazowa)
JKM	– Japan Korea Marker
KPEiK	– Krajowy Plan w Dziedzinie Energii i Klimatu
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	– liquefied natural gas (pol. skroplony gaz ziemny)
mmBTU	– million brytyjskich jednostek termicznych
MTPA	– mln ton rocznie
NATO	– North Atlantic Treaty Organization (Organizacja Traktatu Północnoatlantyckiego)
NFE	– North Field East
NFS	– North Field South
NFW	– North Field West
NOAA	– National Oceanic and Atmospheric Administration (Narodowa Agencja Oceanów i Atmosfery)
NIK	– Najwyższa Izba Kontroli
OSP	– Operator Systemu Przesyłowego
OZE	– odnawialne źródła energii
PGNiG	– Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
PIG PIB	– Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy
PSE	– Polskie Sieci Elektroenergetyczne
SKBM	– Strategiczna Koncepcja Bezpieczeństwa Morskiego RP
TTF	– Title Transfer Facility (pol. Rynek Transakcji Natychmiastowych)
UE	– Unia Europejska
USA	– United States of America
ZEA	– Zjednoczone Emiraty Arabskie



WPROWADZENIE

Wprowadzenie

Dr Marcin Sienkiewicz

Wydarzenia w postaci kryzysu energetycznego z lat 2021–2022 oraz zamknięcie cieśniny Ormuz w 2026 r. w wyniku wojny amerykańsko-irańskiej, przypomniały jak fundamentalną kwestią dla funkcjonowania gospodarek, a w konsekwencji całych społeczeństw jest nieprzerwany dostęp do nośników energii w ramach akceptowalnych ekonomicznie warunków. Uwzględnianie tej zależności jest szczególnie ważne dla takich państw jak Polska, w której gaz ziemny traktowany jest jak paliwo pomostowe w procesie transformacji krajowej gospodarki energetycznej. Wraz z systematycznym zwiększaniem udziału odnawialnych źródeł energii i jednoczesnym wycofywaniu kolejnych elektrowni węglowych, gaz ziemny wchodzić będzie w rolę stabilizatora Krajowego Systemu Energetycznego. Również w przypadku ciepłownictwa systemowego gaz ziemny, obok zrównoważonej biomasy, ma zastępować dominujący jeszcze w tym sektorze węgiel. W związku z powyższym można przyjąć, że wymienione wyżej segmenty gospodarki narodowej będą w ciągu najbliższych lat głównymi motorami wzrostu zapotrzebowania Polski na gaz ziemny. Zwiększenie konsumpcji tego pochodzącego głównie z importu surowca może natomiast skutkować zwiększeniem wrażliwości polskiej gospodarki energetycznej na ryzyka obciążające globalny rynek gazu.

Wygaszenie rosyjskiego kierunku dostaw gazu do Polski w 2022 r. i wejście zakazu importu gazu z Rosji do Unii Europejskiej w 2027 r., uznać można za zasadnicze kamienie milowe na drodze do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Ich osiągnięcie nie będzie jednak prowadzić do całkowitej likwidacji ryzyka geopolitycznego ciężącego na gazie ziemnym, który nie jest wolny i nie będzie wolny od zagrożeń generowanych przez środowisko międzynarodowe. Globalny rynek tego surowca funkcjonuje w cieniu polityki międzynarodowej, która ze swej istoty naznaczona jest permanentnie występującymi w niej napięciami i wybuchającymi w różnej skali i intensywności konfliktami.

Nieustannie toczącej się rywalizacji pomiędzy poszczególnymi aktorami międzynarodowej sceny politycznej często towarzyszy stosowanie przemocy militarnej bądź instrumentów ekonomicznego nacisku. W tym drugim przypadku groźby ograniczenia dostępności do potrzebnych strumieni energii bądź ich przerwanie były wielokrotnie stosowane w XX i na początku XXI w. Z praktyki politycznej wynika także, że kontrola nad określonymi zasobami energetycznymi m.in. w postaci ropy naftowej i gazu traktowana jest jako kluczowa wartość, o którą toczą się spory czy konflikty. Uwzględniając powyżej wymienione uwarunkowania należy uznać, że zachowanie bezpieczeństwa energetycznego wymaga od współczesnego państwa m.in. nieustannego monitoringu środowiska międzynarodowego i zachodzących w nim procesów i trendów. Poczynione dzięki temu trafne diagnozy służyć powinny natomiast formułowaniu optymalnej polityki bezpieczeństwa i komponowaniu odpowiedniego zestawu narzędzi służącemu jej wdrażaniu.

Niniejszy Raport stanowi próbę rozpoznania aktualnych uwarunkowań dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w kontekście przeprowadzanej transformacji polskiej gospodarki energetycznej. Publikacja zwraca również uwagę na fundamentalny problem polskiej polityki energetycznej: choć uniezależnienie się od rosyjskiego surowca było krokiem niezbędnym, w miejsce dawnej zależności szybko pojawiły się nowe – od globalnych dostaw LNG, przepustowości terminali oraz długoterminowych kontraktów. Autorzy raportu analizują, czy rozbudowa infrastruktury gazowej odpowiada realnym potrzebom transformacji, czy też grozi utrwaleniem modelu opartego na paliwach kopalnych i zamrożeniem kapitału w aktywach, których rentowność spadnie wraz ze spadkiem zapotrzebowania na gaz.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga nie tylko dywersyfikacji dostawców – kluczowa staje się systemowa redukcja zapotrzebowania na importowane kopalinę poprzez dywersyfikację technologii. W publikacji poruszono temat wykorzystania gazów zdekarbonizowanych i dlatego polski biometan powinien stanowić cenne paliwo strategiczne, a nie powszechny zamiennik gazu ziemnego. Dzięki wysokiemu krajowemu potencjałowi produkcji oraz możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej może on odegrać ważną rolę w sektorach trudnych do elektryfikacji. Krajowa ścieżka transformacji wymaga jednoczesnego zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu przy obecnym dynamicznym rozwoju technologii niskoemisyjnych. Wyzwaniem staje się znalezienie równowagi pomiędzy utrzymaniem odpowiedniej liczby sterowalnych źródeł bilansujących a rosnącym udziałem OZE i elektryfikacją gospodarki. Oznacza to konieczność zwiększania elastyczności systemu oraz ostrożnego planowania roli gazu, magazynów energii i ciepła oraz gazów odnawialnych w okresie przejściowym. Poruszono również kwestię modernizacji starzejących się sieci systemów przesyłowego i dystrybucyjnych, a także roli interkonektorów elektroenergetycznych w budowaniu odporności.

Zakres merytoryczny publikacji obejmuje zatem prezentację aktualnego stanu międzynarodowego rynku gazu oraz obecnych na nim trendów i praktyk handlowych. Zakończenie w 2022 r. dostaw z kierunku rosyjskiego do Polski zbiegło się ze zwiększeniem udziału nowych źródeł zaopatrzenia w gaz, do których dostęp zapewnił transport morski. To właśnie rozwinięcie dostaw gazu skroplonego – LNG, stało się kluczowym działaniem przyczyniającym się do przywrócenia równowagi i odbudowy stabilności na rynku polskim i w całej Unii Europejskiej. W strukturze problemowej Raportu znajduje się opis więc charakterystyka łańcuchów logistycznych LNG wykorzystywanych w zaopatrzeniu polskiego rynku. Z tak przyjętej perspektywy, szczególnie ważnym merytorycznym wątkiem publikacji jest zasygnalizowana już wyżej geograficzna lokalizacja i charakterystyka politycznych zagrożeń aktualnie oddziałujących bądź potencjalnie mogących negatywnie wpłynąć na normalne funkcjonowanie wskazanych uprzednio łańcuchów logistycznych. Dopelnieniem przeprowadzonej analizy jest prezentacja posiadanych przez państwo polskie zdolności w zakresie zabezpieczania dostaw gazu ziemnego. Opisem objęto różne komponenty systemu bezpieczeństwa, m.in. infrastrukturalny, militarny oraz polityczno-dyplomatyczny. W treści zawarto także propozycje rozwiązań zmniejszających zależność importową gazu oraz rekomendację działań służących wzmocnieniu bezpieczeństwu dostaw paliwa gazowego i ochronie infrastruktury gazowniczej umożliwiającej ich realizację.

Konstruując tytuł niniejszego raportu, DISE sięgnęło ponownie do pojęcia „geopolityka”, które traktowane jest w tym przypadku jako synonim stosunków międzynarodowych bądź polityki międzynarodowej. To właśnie w tej przestrzeni zlokalizowano wymienione wyżej „uwarunkowania” wpływające na stan bezpieczeństwa globalnego rynku gazu ziemnego, a tym samym realizowanych do Polski dostawy tego surowca. Mogą one nieść ze sobą zarówno sprzyjające poszczególnym graczom koniunktury jak również generować poważne zagrożenia. W ocenie Autorów czynniki natury geopolitycznej obecnie i w kolejnych latach nadal będą posiadać decydujące znaczenie dla utrzymania ciągłości dostaw i ogólnej stabilności rynków gazu w skali globalnej. Wynika to ze szczególnej intensywności działań podejmowanych przez aktywnych graczy politycznych w postaci światowych i regionalnych mocarstw, których często kolizyjne względem siebie dążenia wywołują zwiększoną dynamikę relacji międzynarodowych. Dalszy rozwój sytuacji międzynarodowej jest ważny nie tylko w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego, ale także zaplanowanego przebiegu procesu transformacji energetycznej w Polsce i całej Unii Europejskiej. Realizacja ambitnych celów strategii prowadzącej do neutralności klimatycznej coraz częściej konfrontowana jest z barierami politycznymi i ekonomicznymi generowanymi przez otoczenie międzynarodowe.

W Raporcie zawarte zostały wnioski odnoszące się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego dostaw gazu ziemnego oraz dalszego scenariusza w zakresie jego wykorzystania w trwającym procesie jakościowych przemian polskiej energetyce. Treści poświęcone aspektom geopolitycznym nie aspirują natomiast do odkrycia pełnego obrazu obecnej sytuacji międzynarodowej czy skrupulatnego odtworzenia przebiegu aktualnie toczących się konfliktów wpływających na stan globalnego rynku gazu. Złożoność i dynamika tego zagadnienie wymaga bowiem osobnej uwagi i dedykowanych badań z zakresu nauk o bezpieczeństwie czy stosunkach międzynarodowych. Przedstawiona natomiast została istota zagrożeń geopolitycznych obciążających poszczególne geograficzne regiony posiadające kluczową rolę na mapie łańcuchów logistycznych LNG prowadzących do Polski i Europy.



1

RYNKI GAZU ZIEMNEGO W UNII EUROPEJSKIEJ PO KRYZYSIE

Rozdział 1.

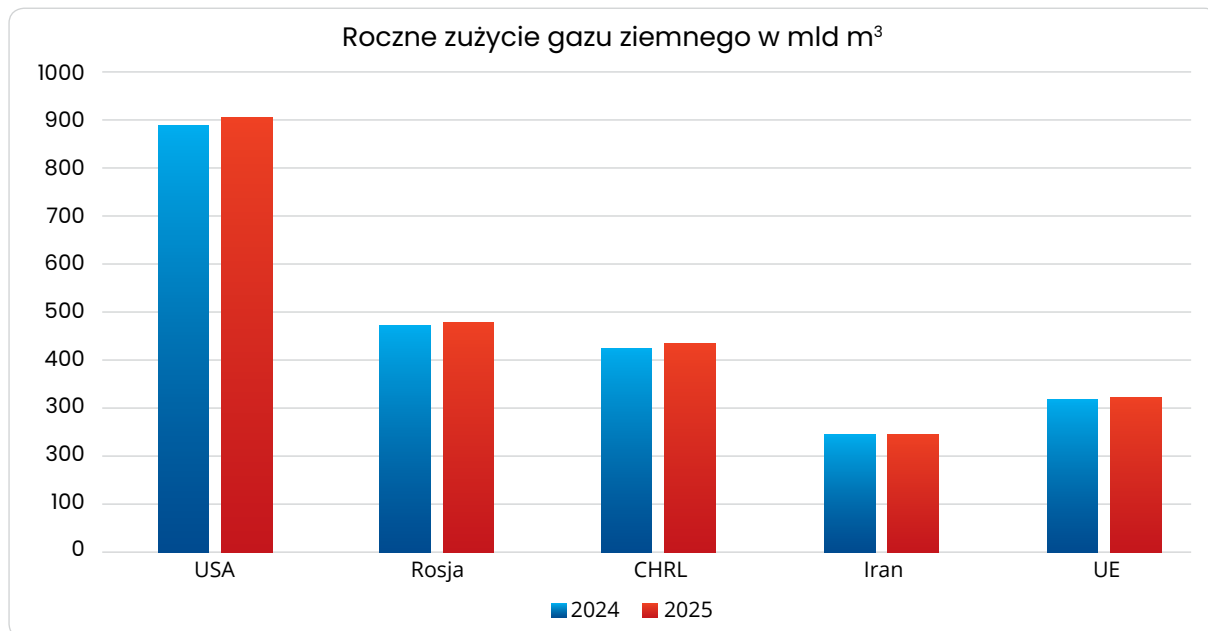
Rynki gazu ziemnego w Unii Europejskiej po kryzysie

Kamil Moskwik, dr Marcin Sienkiewicz

1.1. Relacja między podażą a popytem na gaz ziemny

W 2025 r. udział gazu ziemnego w światowym zużyciu paliw kopalnych wyniósł 29%, jednocześnie zaspakajając jedną czwartą całkowitego zapotrzebowania na energię¹. W tym samym roku popyt na gaz osiągnął poziom 4 186 mld m³ i był większy o 1,6% w porównaniu do roku poprzedniego². Liderami w tym zakresie, podobnie jak w latach poprzednich, były Stany Zjednoczone (913 mld m³), Federacja Rosyjska (480 mld m³) i Chińska Republika Ludowa (441,9 mld m³), które wraz z Iranem odpowiadały za blisko połowę światowego zużycia gazu³. W przypadku państw należących do Unii Europejskiej, ich zsumowane zapotrzebowanie na gaz ziemny wyniosło w 2025 r. 339,2 mld m³ i było wyższe od zapotrzebowania z roku poprzedniego o 2%, co oznaczało drugi z rzędu rok umiarkowanego odbicia popytu po jego załamaniu w latach 2022–2023⁴.

Rys. 1. Zużycie gazu ziemnego pięciu największych globalnych konsumentów w latach 2024–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy Institute, *Statistical Review of World Energy 2026*

1 Energy Institute, *Statistical Review of World Energy 2026*

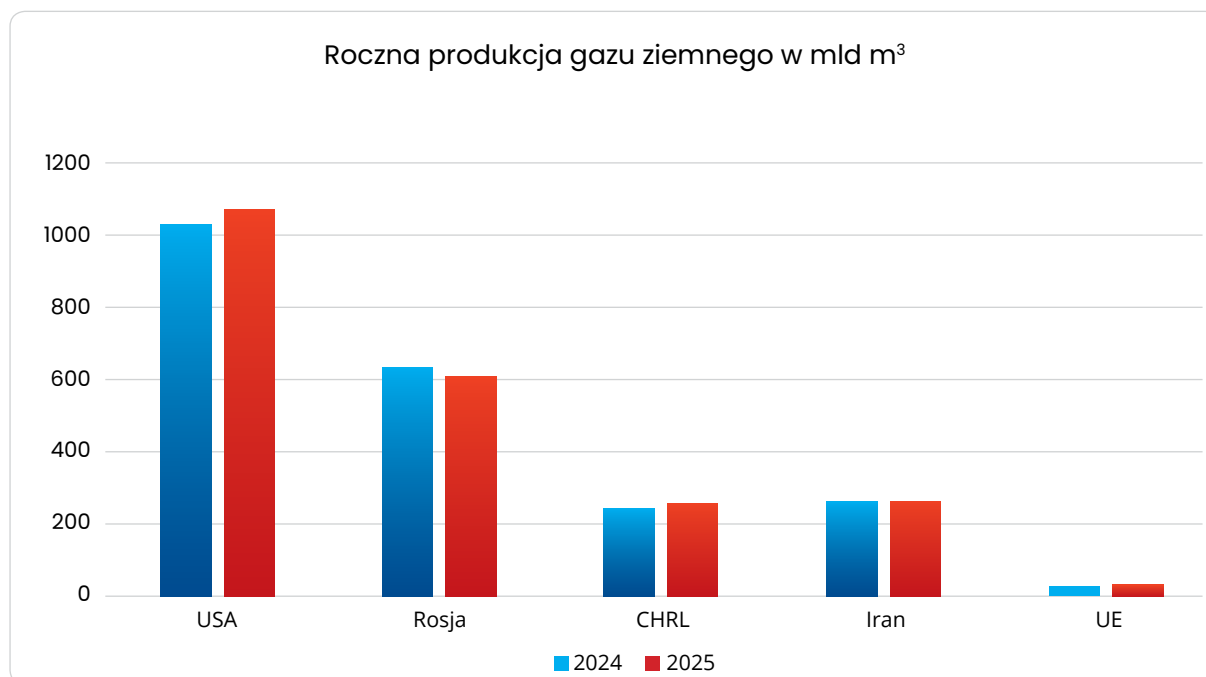
2 Ibidem.

3 Ibidem.

4 European Commission, *Market analysis – EU gas market indicators*, [dostęp: 17.08.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en].

Po stronie podaźowej w 2025 r. odnotowano wzrost światowej produkcji do poziomu 4 196,5 mld m³, czyli o 1,6% wobec produkcji z roku poprzedniego⁵. Także po stronie podaźowej w gronie światowych liderów znajdują się te same państwa, czyli USA, Rosja, Iran oraz Chiny. W tym przypadku jedynie Stany Zjednoczone i Rosja znajdują się w czołówce światowych eksporterów tego surowca. Wydobycie gazu ziemnego w Unii Europejskiej na tym tle ma charakter marginalny – w 2025 r. wyniosło 33,9 mld m³ i pokrywało zaledwie ok. 10% unijnej konsumpcji; po latach systematycznych spadków odnotowano jego nieznaczny wzrost – o 3,2% wobec 2024 r.⁶

Rys. 2. Produkcja gazu ziemnego czterech globalnych producentów i UE w latach 2024–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2026

Unia Europejska pozostaje więc obszarem rynkowym trwale zależnym od importu gazu ziemnego, którego udział w zaopatrzeniu jest dominujący. Według danych publikowanych przez UE, pomimo spadku konsumpcji wywołanej przez kryzys, między 2021 a 2023 r. nastąpił wzrost udziału importu w zaopatrzeniu unijnych rynków z 86,3% do 90%⁷. W 2025 r. wskaźnik zależności importowej UE wyniósł 87,6%, przy łącznym imporcie gazu na poziomie 289 mld m³, tj. o 5% wyższym niż rok wcześniej⁸.

⁵ Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2026.

⁶ Eurostat, Natural gas supply statistics, czerwiec 2026 r., [dostęp: 17.08.2026 r. w: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics]. Dane Komisji Europejskiej wskazują wydobycie na poziomie 33 mld m³, pokrywające ok. 10% konsumpcji UE.

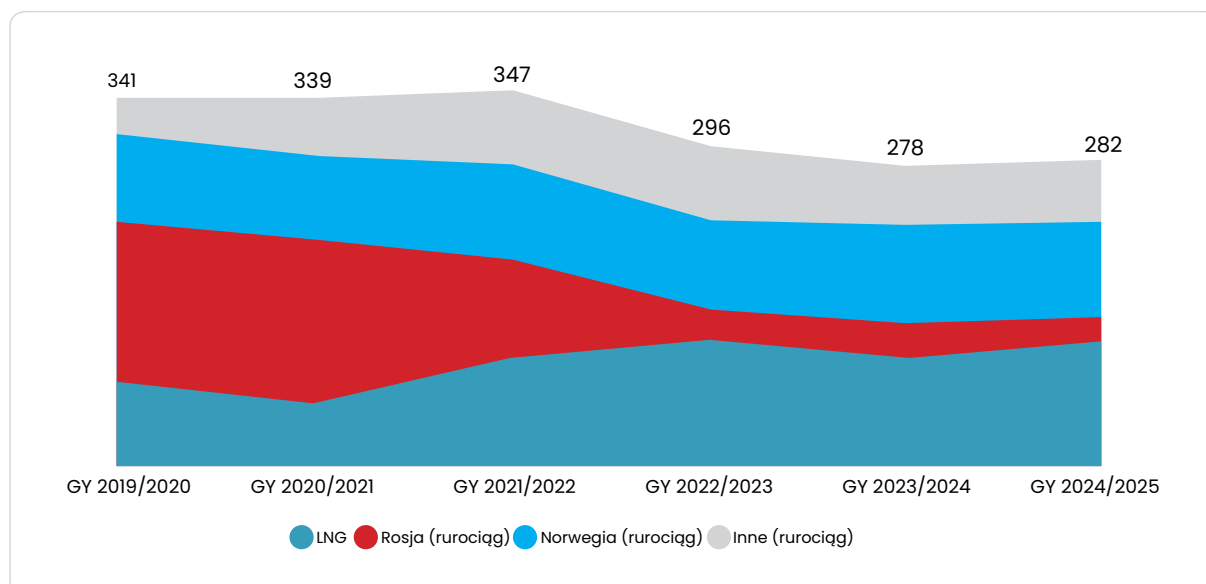
⁷ Parlament Europejski, Dostawy gazu: Posłowie do PE opowiadają się za elastycznością uzupełniania zapasów w celu obniżenia cen, 24.04.2025 r., [dostęp: 10.07.2026 w: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20250422IPR28105/gas-supply-meps-advocate-storage-refill-flexibility-to-bring-down-prices>].

⁸ Eurostat, Natural gas supply statistics, op. cit.; European Commission, Market analysis – EU gas market indicators, op. cit.

1.2. Rola LNG w zaopatrzeniu

Najważniejszą zmianą po stronie podaży jest przesunięcie środka ciężkości z dostaw rurociągowych ku LNG. Nie oznacza to zaniku znaczenia infrastruktury rurociągowej, lecz zmianę hierarchii. Rurociągi nadal są krytyczne dla bezpieczeństwa dostaw do UE, jednak to LNG stało się głównym instrumentem bilansowania niedoborów, reagowania na kryzysy i kierowania wolumenów tam, gdzie pojawia się najwyższa cena krańcowa. Po ograniczeniu dostaw z Rosji⁹, to wzmożony import LNG, a nie strumienie gazu przepływające innymi niż rosyjskie magistralami rurociągowymi, zdołał ustabilizować rynki¹⁰. W 2025 r. państwa członkowskie zaimportowały łącznie ok. 140 mld m³ LNG czyniąc tym samym z UE największego konsumenta tego paliwa w skali globalnej¹⁰. Udział gazu skroplonego w dostawach importowych do UE zwiększył się natomiast z poziomu 20% w 2021 r. do poziomu 45% w 2025 r.¹¹

Rys. 3. Dynamika zmian w strukturze importu gazu ziemnego do UE w latach 2019–2025.



Źródło: European Commission, *Ensuring well-functioning gas markets Report by the Gas Market Task Force ("GMTF")*, Bruksela, 01.06.2026, s. 9.

Norwegia wysunęła się na pierwsze miejsce w gronie dostawców gazu ziemnego do państw Unii Europejskiej, zaopatrując je przede wszystkim w oparciu o kontrakty długoterminowe obsługiwane przez system rurociągów przechodzących po dnach Morza Norweskiego i Morza Północnego. Jednak to Stany Zjednoczone odnotowały największy wzrost sprzedaży do swoich europejskich partnerów handlowych. W 2025 r. stały się drugim po Norwegii eksporterem gazu do UE osiągając 26% (76 mld m³) udział w strukturze dostaw importowych¹². Natomiast

9 Udział dostaw z Rosji spadł z 42% całkowitych dostaw importowych do UE w 2021 r. do zaledwie 12% w III kw. 2025 r., *European Commission, Ensuring well-functioning gas markets Report by the Gas Market Task Force ("GMTF")*, Brussels, 01.06.2026, s. 8.

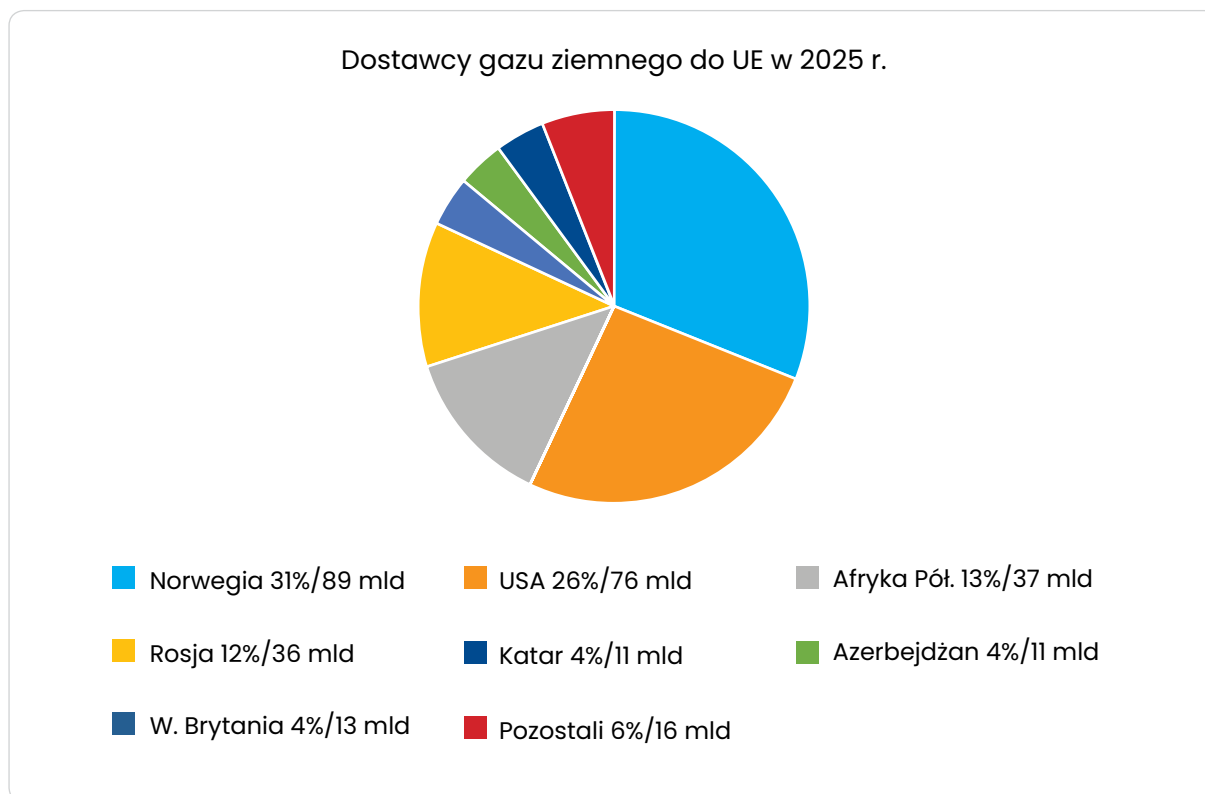
10 Rada Europejska, *Skąd UE czerpie gaz*, [dostęp: 13.06.2026 r. w: <https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/>].

11 European Commission, *Liquefied natural gas*, [dostęp: 13.06.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/liquefied-natural-gas_en].

12 Ibidem, s. 9.

w przypadku LNG uzyskały w tym samym roku pierwsze miejsce z udziałem na poziomie 55% dostaw importowych gazu skroplonego¹³.

Rys. 4. Udział dostawców gazu ziemnego w strukturze importu Unii Europejskiej w 2025 r.



Źródło: European Commission, *Ensuring well-functioning gas markets Report by the Gas Market Task Force ("GMTF")*, Bruksela, 01.06.2026, s. 9.

W skali UE rurociągowy eksport rosyjskiego gazu zmniejszał się skokowo, głównie w wyniku gwałtownego spadku dostaw gazociągowych¹⁴. Jednocześnie od 2023 r. ujawnił się wzrost importu przez UE rosyjskiego LNG. W 2024 r. był on najwyższy w dotychczasowej historii, a Rosja stała się drugim dostawcą LNG do UE. Wraz z wchodzeniem w życie kolejnych unijnych sankcji i regulacji utrudniających handel, przeladunek i reeksport rosyjskiego gazu skroplonego poziom dostaw w 2025 r. spadł i zgodnie z literą rozporządzenia o odchodzeniu od gazu z Rosji powinien od końca 2027 r. zmaleć do zera. W odróżnieniu od gazu wysyłanego gazociągami, LNG z Rosji może jednak relatywnie prosto zostać przekierowane na inne rynki, na których będzie musiał konkurować z towarem pochodzącym od innych dostawców. Tymczasem w marcu i kwietniu 2026 r. import LNG z Rosji ponownie wzrósł do poziomów historycznie najwyższych porównując z analogicznymi miesiącami lat ubiegłych¹⁵. W dużej mierze w związku

¹³ European Commission, *EU-US trade deal explained – energy aspects*, [dostęp: 12.06.2026 r. w: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_25_1935].

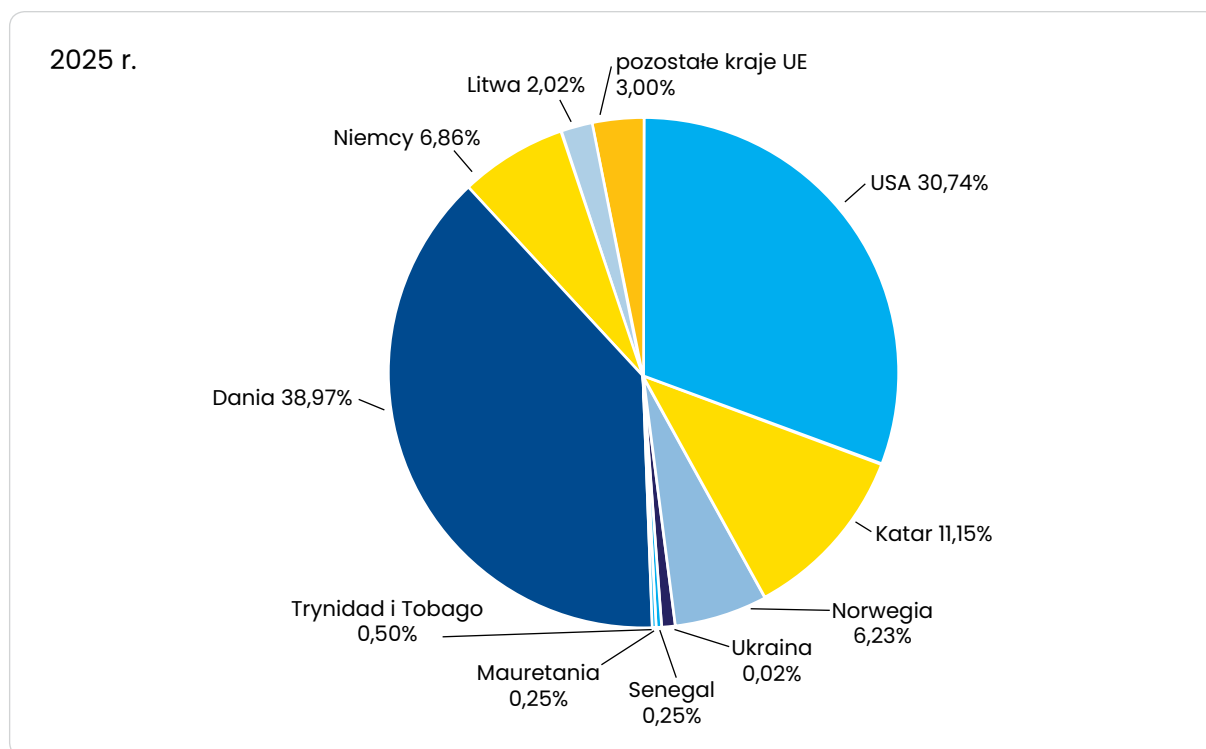
¹⁴ Rada Europejska, *Skąd UE czerpie gaz?*, op. cit.

¹⁵ Bruegel, *European natural gas imports*, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>]. W marcu 2026 r. import rosyjskiego LNG do UE osiągnął 2,459 mld m³ i był najwyższy od początku prowadzenia tego pomiaru w 2019 r.

z blokadą cieśniny Ormuz i dostaw z Kataru, Federacja Rosyjska stała się w I kw. 2026 r. drugim co do wielkości dostawcą na rynek unijny^{16, 17}.

W przypadku Polski gaz skroplony sprowadzany jest przede wszystkim w oparciu o kontrakty długoterminowe zawarte z dostawcami ze Stanów Zjednoczonych i Kataru. W gronie eksporterów znalazły się także takie państwa jak Trynidad i Tobago, Senegal i Mauretania. Według danych Ministerstwa Energii, w 2025 r. import gazu do Polski wzrósł o 23% i wyniósł 213,5 TWh, z czego 42,9% (91,6 TWh) stanowiły dostawy LNG odebrane w terminalu w Świnoujściu – o 30% więcej niż rok wcześniej i najwięcej w historii. Zrealizowano 82 dostawy wobec 61 w 2024 r., z czego 62 pochodziły ze Stanów Zjednoczonych, a 17 z Kataru. W ujęciu całego importu gazu udział Stanów Zjednoczonych wyniósł 30,7%, a Kataru 11,15%, podczas gdy dostawy rurociągowo z Danii odpowiadały za 38,9%, z Norwegii za 6,2%, z Niemiec za 6,86%, a z Litwy za 2,02%. Odnotowane także marginalny import z Mauretanii, Senegalu i Ukrainy o łącznym udziale na poziomie 0,52% Krajowe wydobycie wyniosło w tym czasie 40,7 TWh, tj. ok. 17,7% krajowego zużycia gazu¹⁸.

Rys. 5. Struktura przywozu paliwa gazowego z zagranicy do Polski w 2025 r.



Źródło: Ministerstwo Energii, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2024 do dnia 31 grudnia 2025 r., lipiec 2026 r.*, s. 12.

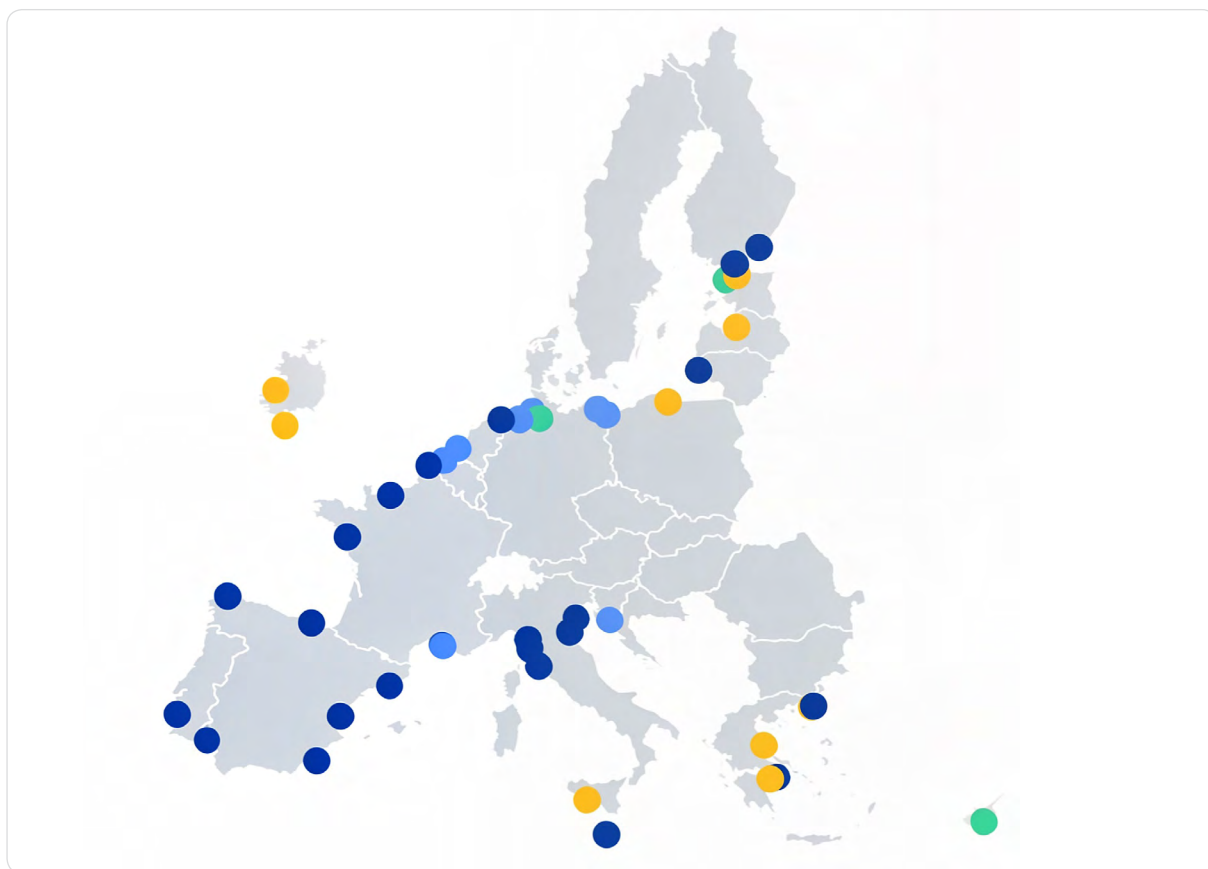
16 IEEFA, Europe to source two-thirds of its LNG imports from US in 2026 as dependence deepens, 13.05.2026, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://ieefa.org/articles/europe-source-two-thirds-its-lng-imports-us-2026-dependence-deepens>].

17 A. Łoskot-Strachota

18 Ministerstwo Energii, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.*, Warszawa, lipiec 2026 r., s. 12.

W 2025 roku moce importowe terminali LNG położonych na wybrzeżach państw należących do Unii Europejskiej wynosiły łącznie 242 mld m³. Według szacunków Komisji Europejskiej zdolności te mają się zwiększyć o kolejne 100 mld m³ w perspektywie 2030 r.¹⁹ Nowe terminale powstają m.in. w Niemczech i Polsce. W pierwszym wypadku nowy terminal ma zostać uruchomiony w 2027 r. w miejscowości Stade położonej w pobliżu Hamburga. Zdolności regazyfikacyjne obiektu mają osiągnąć poziom 13,3 mld m³ rocznie²⁰. W drugim przypadku terminal pływający (FSRU) zlokalizowany zostanie w południowej części Zatoki Gdańskiej, w odległości ok. 3 km od brzegu morskiego, w bezpośrednim sąsiedztwie toru wodnego prowadzącego do Portu Morskiego Gdańsk. Oddanie nowego terminala do użytkowania o rocznej zdolności regazyfikacyjnej wynoszącej 6,1 mld m³ gazu zaplanowano na przełom 2027 i 2028 r.²¹

Rys. 6. Geograficzna lokalizacja terminali odbiorczych LNG w Unii Europejskiej



Źródło: Rada Europejska, *Infrastruktura do skroplonego gazu ziemnego w UE*, stan na 2024 r.

19 European Commission, *Liquefied natural gas*, [dostęp: 17.06.2026 w: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/liquefied-natural-gas_en].

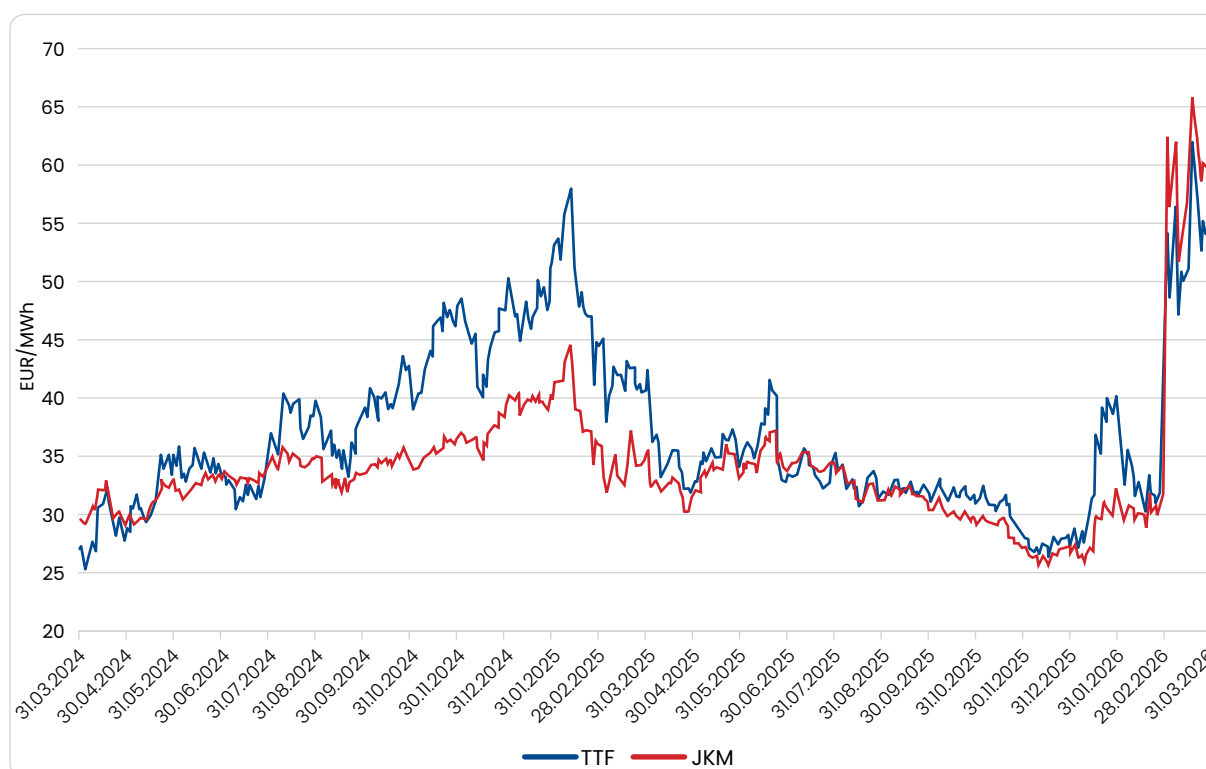
20 Sacyr, *New LNG terminal in Germany*, [dostęp: 17.06.2026 w: <https://sacyrinfraestructuras.com/en/nueva-terminal-de-gnl-en-alemania>].

21 GAZ-SYSTEM, *Terminal FSRU – aktualności* [dostęp: 17.06.2026 w: <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-fsru/pytania-i-odpowiedzi.html>].

1.3. Dynamika cen i stan równowagi rynkowej

Po 2022 r. europejskie rynki gazu znalazły się na ścieżce stopniowego odzyskiwania równowagi, budowanej na nowych fundamentach opartych na zwiększonych zakupach gazu skroplonego transportowanego drogą morską. Pomimo marginalizacji dostaw rosyjskiego gazu Unia Europejska pozostaje nadal narażona na gwałtowne wzrosty cen wywołane przez czynniki geopolityczne, w tym kryzysy polityczne i militarne. Silna ekspozycja na tego typu zagrożenia ujawniła się ponownie wraz wybuchem wojny amerykańsko-irańskiej 28 lutego 2026 r. Działania zbrojne prowadzone w rejonie Zatoki Perskiej oraz cieśniny Ormuz doprowadziły do zakłóceń, a następnie przerwania dostaw z tego źródła. Perturbacje z podażą katarskiego gazu w połączeniu z dynamiką sytuacji militarnej w tym regionie wywołały znaczące wzrosty cen gazu (choć nie tak gwałtowne jak w latach 2021–2022) na europejskich giełdach. 9 marca 2026 r. popularne holenderskie miesięczne kontrakty TTF wyceniane były na ponad 70 euro za 1 MWh, co stanowiło najwyższy poziom cen licząc od początku 2024 r.²² Wrażliwość na kryzysy geopolityczne odzwierciedla się także w cenach notowanych dla rynków w Azji Wschodniej. Poniżej umieszczany wykres prezentuje porównanie najważniejszego europejskiego indeksu TTF z azjatyckim JKM (ang. Japan Korea Marker). W sytuacjach ograniczonej podaży gazu na globalnym rynku dochodzi do swoistej konkurencji cenowej pomiędzy europejskimi a azjatyckimi importerami tego surowca.

Rys. 7. Porównanie dynamiki indeksów cenowych dla gazu TTF i JKM w okresie marzec 2024 – marzec 2026 r.

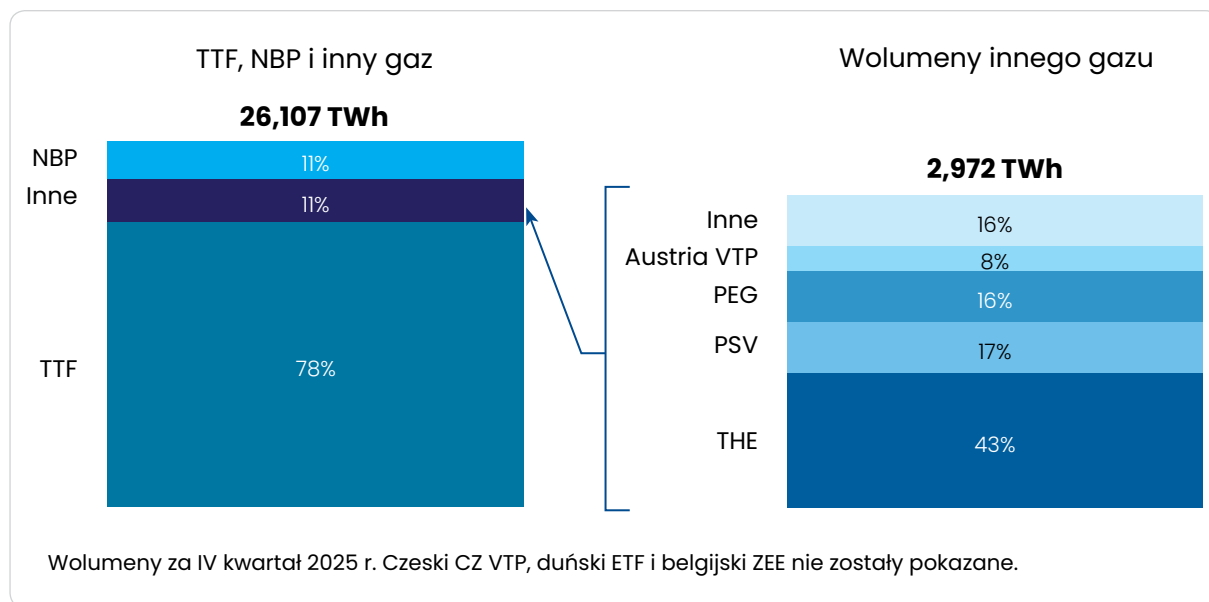


Źródło: Elenger, Gas market overview 2026

²² Elenger, Gas market overview 2026 [dostęp: 17.04.2026 w: <https://elenger.ee/en/gas-market-overview-ql-2026/>].

Na tle Azji Europa wyróżnia się tym, że nie jest głównym źródłem długoterminowego wzrostu popytu, ale pozostaje kluczowym obszarem wyznaczania cen i absorpcji elastycznych wolumenów LNG. Oznacza to, że znaczenie Europy nie wynika już wyłącznie z rozmiaru fizycznej konsumpcji, lecz z funkcji, jaką pełnią jej huby handlowe, infrastruktura regazyfikacyjna oraz zdolność do przyciągania ładunków w sytuacjach kryzysowych. Najważniejsze europejskie centrum handlu gazem, holenderski TTF (ang. Title Transfer Facility), w latach 2024-2025 odpowiadał już za koncentrację ok. 80% europejskiego wolumenu obrotu gazem, a jego wskaźnik churn, czyli stosunek wolumenu obrotu do fizycznej konsumpcji gazu w Europie, wynosi 20,3. Poziom ten wielokrotnie przekracza wartość przyjmowaną w analizach Oxford Institute for Energy Studies (OIES) za granicę dojrzałego, płynnego hubu (ok. 10), co oznacza, że TTF pełni dziś funkcję rynku finansowego, a nie wyłącznie miejsca fizycznego obrotu gazem²³.

Rys 8. Udział poszczególnych europejskich hubów w wolumenie obrotu gazem



Źródło: Trayport Commodities Report Q4

Według OIES, TTF jest coraz częściej wykorzystywany do wyceny spotowych ładunków LNG oraz do ustalania relacji cenowych dla markerów LNG w północno-zachodniej Europie, a nawet części ładunków kierowanych do Azji i Pacyfiku. Oznacza to, że europejski rynek, mimo spadku fizycznej konsumpcji w części segmentów, utrzymuje ogromny wpływ na globalny mechanizm odkrywania ceny gazu. W świecie, w którym coraz większa część handlu odbywa się w formule elastycznej, płynność benchmarku ma znaczenie niemal równie duże jak sama wielkość fizycznego rynku. Jednocześnie europejska strona popytowa pozostaje strukturalnie problematyczna. Według szacunków Boston Consulting Group (BCG), kontraktami długoterminowymi objęte jest ok. 72% europejskiego zapotrzebowania na LNG, czyli o 20 punktów procentowych mniej niż w Azji (92%), a duży udział importu opiera się albo na krótkoterminowej indeksacji, albo na kontraktach wygasających do 2030 roku. Do 2030 r. wygaśnie ok. 19 mld m³ (200 TWh) wolumenów kontraktowych w Europie, a bez podpisania nowych umów eksportu

23 P. Heather, OIES *European traded gas hubs: TTF now a global gas benchmark*, OIES PAPER: NG 198 June 2025, s. 23.

zycja na rynek spot może wzrosnąć do 47%. Ta asymetria jest jednym z głównych źródeł europejskiej podatności na zmienność cenową²⁴. Doświadczenia 2026 r. pokazują jednak, że sam poziom zakontraktowania nie chroni przed przerwaniem dostaw: znacząca część wolumenów objętych kontraktami długoterminowymi, zwłaszcza azjatyckich, pochodzi z Zatoki Perskiej, a po zamknięciu cieśniny Ormuz katarski eksporter wystąpił o zastosowanie klauzuli siły wyższej wobec części zobowiązań długoterminowych. Do terminalu w Świnoujściu w II kw. 2026 r. nie dotarła żadna dostawa z Kataru, a ok. 95% odebranego w tym okresie LNG pochodziło ze Stanów Zjednoczonych²⁵.

Uformowana po kryzysie lat 2021–2022 nowa równowaga na europejskich rynkach gazu nie może być oceniana wyłącznie przez pryzmat fizycznego dostępu do wystarczających wolumenów. Równie ważne jest pytanie, po jakiej cenie te wolumeny są dostępne oraz kto ponosi ryzyko ich pozyskania. Zgodnie z analizą BCG, długoterminowe kontrakty LNG indeksowane do amerykańskiego Henry Hub, w formule obejmującej cenę surowca powiększoną o opłatę za skroplenie i fracht, mogłyby zapewniać gaz w przedziale około 25–30 euro za MWh, przy historycznym medianowym koszcie rzędu 27 euro/MWh, podczas gdy niemiecki rynek spot w latach 2021–2025 wykazywał znacznie wyższą i bardziej zmienną cenę, z medianą 43 euro/MWh oraz szeroki przedział wahań²⁶. Różnica ta ma ogromne znaczenie dla strony popytowej, zwłaszcza dla przemysłu energochłonnego. BCG wskazuje, że przy cenie gazu około 27 euro/MWh część przemysłu przetwórczego byłaby w stanie funkcjonować z rentownością zbliżoną do tej sprzed kryzysu, podczas gdy poziom około 60 euro/MWh prowadziłby do silnego pogorszenia rentowności ekonomicznej, a nawet strat w gałęziach odpowiadających za miliony miejsc pracy w UE²⁷. Z tego punktu widzenia problem rynku gazu nie polega już tylko na dostępności cząsteczek, lecz na tym, czy cena gazu pozwala utrzymać aktywność przemysłową i konkurencyjność wobec Stanów Zjednoczonych oraz Azji. Należy przy tym zastrzec, że indeksacja do Henry Hub nie zrównuje kosztów odbiorców europejskich z kosztami odbiorców amerykańskich: do ceny surowca doliczane są opłata za skroplenie, fracht i regazyfikacja, a Stany Zjednoczone mają interes w utrzymywaniu niższych cen na rynku wewnętrznym niż w eksporcie. Formuła oparta na Henry Hub ogranicza więc zmienność i przewidywalność kosztu zaopatrzenia, ale nie prowadzi do wyrównania przewagi kosztowej gospodarki amerykańskiej.

Globalny rynek gazu coraz wyraźniej dzieli się na regiony o lepszym dostępie do taniej podaży strukturalnej oraz regiony zależne od importu krańcowego. Poszczególne regiony gazowe charakteryzują się także odmiennym wyeksponowaniem na ryzyka geopolityczne. Najwięksi unijni importerzy gazu, w tym przede wszystkim Niemcy, pozbawieni zostali dawnej przewagi wynikającej z wielkoskalowego importu rurociągowego z Rosji. W konsekwencji funkcjonują dziś bardziej jak importer krańcowy, którego cena musi przyciągnąć elastyczny ładunek LNG. Jednoczenie rynki gazu w UE wykazują nadal dużą wrażliwość na konsekwencje kryzysów polityczno-militarnych uderzających w funkcjonowanie importowych łańcuchów logistycznych,

24 S. Rexhausen, J. Große, F. Friedwagner, J. Schröder, BCG, *A New Gas Procurement Paradigm to Protect Europe's Industrial Future. From volatility to stability. Why Europe needs price-secured long-term contracts now*, sierpień 2025, s. 7.

25 ACER, *Key developments in European gas markets – winter 2025/2026*, [dostęp: 17.08.2026 r. w: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2026-ACER-Gas-Key-Developments-winter.pdf>].

26 Ibidem, s. 8.

27 Ibidem, s. 5.

czego potwierdzeniem były wspomniane wyżej skoki cenowe wywołane przez konflikt amerykańsko-irański.

Na tle UE Ameryka Północna pozostaje natomiast obszarem relatywnie niskich cen, wyrażonych w spokojnej trajektorii indeksu cenowego Henry Hub. Stabilność obszaru północnoamerykańskiego opiera się bowiem na bardzo dużej bazie zasobowej oraz rozwiniętym rynku wewnętrznym. Ze względu na praktyczną samowystarczalność w zakresie wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej oraz posiadane zdolności militarne (będące w dyspozycji USA), Ameryka Północna jest także w znacznie mniejszym stopniu narażona na ryzyka geopolityczne niż Unia Europejska. Wnioskiem z tego porównania nie jest jednak stwierdzenie o przewadze rynku amerykańskiego, lecz wskazanie, że Unia Europejska nie dysponuje instrumentem podaźowym analogicznym do amerykańskiej bazy zasobowej. Realnie dostępne narzędzia ograniczania kosztu gazu po stronie europejskiej sprowadzają się zatem do zwiększenia udziału kontraktów o przewidywalnej formule cenowej, rozwoju elastyczności popytu oraz konsekwentnego zmniejszania samego zapotrzebowania na gaz.

Region Azji Wschodniej stanowi trzeci filar globalnego rynku gazu ziemnego, a jego pozycja różni się zarówno od unijnej, jak i północnoamerykańskiej. Japonia, Republika Korei, Chińska Republika Ludowa i Tajwan tworzą największe skupisko popytu na gaz skroplony, a wyznaczany dla tego obszaru indeks JKM pełni obok TTF funkcję globalnego punktu odniesienia dla wyceny ładunków spotowych. Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE), w 2026 r. na Azję i Pacyfik przypaść ma około połowy przyrostu światowego zapotrzebowania na gaz ziemny²⁸. W odróżnieniu od Unii Europejskiej jest to zatem obszar strukturalnego wzrostu popytu, a nie jego kurczenia się.

Odmienny jest także model zabezpieczenia dostaw. Importerzy azjatyccy opierają zaopatrzenie przede wszystkim na kontraktach długoterminowych, których poziom pokrycia zapotrzebowania jest, jak wskazano wyżej, wyraźnie wyższy niż w Europie²⁹. Ogranicza to ekspozycję na wahania cen spotowych, choć nie usuwa ryzyka fizycznego przerwania dostaw. Dodatkowym buforem dysponują Chiny, które łączą własne wydobycie z importem rurociągowym z Rosji i Azji Środkowej, dzięki czemu mogą ograniczać zakupy LNG w okresach wysokich cen. Mechanizm ten ujawnił się w marcu 2026 r., gdy chiński import gazu skroplonego spadł o 30% w ujęciu rocznym³⁰.

Jednocześnie region pozostaje najsilniej ze wszystkich trzech obszarów wyeksponowany na ryzyko związane z cieśniną Ormuz, przez którą przechodzi około 20% światowego obrotu LNG, a przeważająca część wolumenów katarskich i emirackich kierowana była właśnie na rynki azjatyckie. Zamknięcie cieśniny przełożyło się na skokowy wzrost notowań JKM, które w marcu 2026 r. osiągnęły średni poziom 20,7 USD/MBtu, najwyższy od stycznia 2023 r.³¹ Odwróceniu uległa również relacja między benchmarkami: premia europejska rzędu 0,9 USD/MBtu

28 IEA, *Gas Market Report, Q1-2026*, Paris 2026, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2026>].

29 S. Rexhausen, J. Große, F. Friedwagner, J. Schröder, BCG, *A New Gas Procurement ...*, op. cit., s. 7.

30 IEA, *Gas Market Report, Q2-2026*, Paris 2026, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2026>].

31 Ibidem.

z okresu styczeń–luty ustąpiła miejsca premii azjatyckiej wynoszącej średnio 2,8 USD/MBtu w marcu, co uruchomiło przekierowanie elastycznych ładunków z Europy na Daleki Wschód³². Potwierdza to, że rynki europejski i wschodnioazjatycki nie funkcjonują jako odrębne obszary cenowe, lecz konkurują o tę samą, ograniczoną pulę wolumenów elastycznych, a wzajemna relacja ich cen rozstrzyga o kierunku przepływów w warunkach niedoboru podaży.

1.4. Praktyki handlowe na globalnym rynku gazu ziemnego

Współczesne praktyki handlowe na rynku gazu ziemnego uległy głębokiej transformacji, która odzwierciedla przejście od modelu bilateralnych, sztywnych relacji kontraktowych do systemu znacznie bardziej złożonego, płynnego i wielowymiarowego. Jeszcze dekadę temu dominującą formą obrotu były długoterminowe kontrakty rurociągowo indeksowane do cen ropy naftowej, zawierane pomiędzy państwami lub dużymi przedsiębiorstwami energetycznymi i opierające się na zasadzie bezpieczeństwa wolumenowego oraz klauzulach typu take-or-pay. Obecnie rynek funkcjonuje w modelu hybrydowym, w którym współistnieją kontrakty długoterminowe, średnioterminowe oraz rynek spot, a ich proporcje różnią się w zależności od regionu, poziomu rozwoju rynku oraz strategii uczestników.

W praktyce handlowej oznacza to, że kontrakty gazowe coraz rzadziej są bezpośrednio powiązane z ceną ropy naftowej, a coraz częściej indeksowane do cen gazu na hubach. W przypadku LNG szczególnie widoczne jest przejście w kierunku indeksacji do Henry Hub w Stanach Zjednoczonych lub do europejskiego TTF, co wprowadza większą przejrzystość i umożliwia bardziej elastyczne zarządzanie portfelem zakupowym. McKinsey podkreśla, że model amerykański, oparty na formule Henry Hub plus opłata skraplania, stanowi jeden z najważniejszych punktów odniesienia dla nowych kontraktów LNG, ponieważ rozdziela ryzyko cenowe surowca od kosztów infrastrukturalnych i daje odbiorcom większą kontrolę nad portfelem. Jednocześnie taki model sprzyja powstawaniu globalnych portfeli LNG, w których ładunki mogą być kierowane do najbardziej atrakcyjnych rynków³³.

Równolegle obserwuje się rosnące znaczenie rynku spot oraz krótkoterminowych kontraktów LNG, które umożliwiają szybkie reagowanie na zmiany popytu i podaży. Udział krótkoterminowego i spotowego handlu LNG systematycznie rośnie i w ostatnich latach przekroczył jedną trzecią globalnego obrotu, co stanowi istotną zmianę względem wcześniejszego modelu niemal całkowicie opartego na kontraktach długoterminowych. Tego rodzaju ewolucja zwiększa płynność rynku i poprawia jego efektywność alokacyjną, ale jednocześnie zwiększa jego zmienność, ponieważ większa część wolumenów podlega bezpośredniej konkurencji cenowej³⁴.

Istotnym elementem praktyk handlowych jest również zarządzanie portfelem kontraktowym przez duże przedsiębiorstwa energetyczne i traderów. Rośnie znaczenie graczy portfelowych, którzy zarządzają zdywersyfikowanymi portfelami źródeł podaży, indeksacji i kierunków dostaw, pełniąc rolę integratorów rynku. Oznacza to, że handel gazem coraz bardziej przypo-

32 Ibidem.

33 McKinsey & Company, *Reflecting on 2021 global LNG and European pipeline flows*, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/oil-and-gas-blog/reflecting-on-2021-global-lng-and-european-pipeline-flows>].

34 GIIGNL, *The LNG Industry – GIIGNL Annual Report 2025, Paris 2025*. W 2024 r. obrót spotowy i krótkoterminowy wyniósł 146 mln ton, co odpowiadało 36% światowego importu LNG.

mina zarządzanie portfelem finansowym, w którym kluczowe znaczenie mają strategie hedgingowe, wykorzystanie instrumentów pochodnych oraz aktywne zarządzanie ekspozycją cenową.

Rozwój rynku LNG dodatkowo wzmocnił znaczenie elastyczności w kontraktach. Nowe kontrakty coraz częściej zawierają klauzule umożliwiające zmianę miejsca dostawy, re-eksport ładunków oraz optymalizację logistyczną, co tworzy warunki dla globalnego arbitrażu. W odróżnieniu od tradycyjnych kontraktów rurociągowych, które były powiązane z konkretnymi trasami i punktami dostawy, LNG umożliwia fizyczne przekierowanie wolumenów w odpowiedzi na sygnały cenowe. Tego rodzaju elastyczność jest jednak nierównomiernie rozłożona, ponieważ dostęp do niej mają przede wszystkim duzi gracze portfelowi, co prowadzi do koncentracji kompetencji handlowych i zwiększenia znaczenia skali działalności³⁵.

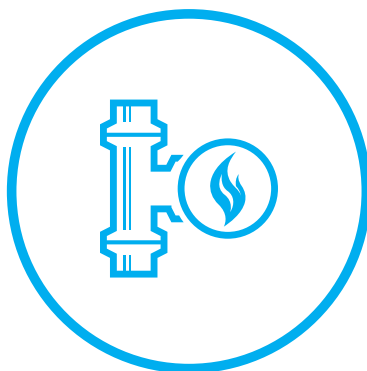
Na poziomie strategicznym coraz większego znaczenia nabiera kwestia struktury kontraktów w kontekście bezpieczeństwa energetycznego. Optymalna strategia zakupowa nie polega ani na pełnym poleganiu na rynku spot, ani na całkowitym zabezpieczeniu wolumenów w kontraktach długoterminowych, lecz na budowie zrównoważonego portfela, który łączy stabilność i elastyczność. Regiony posiadające wysoki poziom zakontraktowania długoterminowego są mniej narażone na skoki cenowe, natomiast te, które w większym stopniu polegają na rynku spot, muszą liczyć się z większą zmiennością i ryzykiem.

Główne wnioski:

- Równowaga na globalnym rynku gazu opiera się obecnie na złożonej interakcji geopolityki, infrastruktury LNG, kontraktowania oraz mechanizmów cenowych, co zwiększa elastyczność systemu, ale jednocześnie jego podatność na szoki.
- Nastąpiło trwałe przesunięcie środka ciężkości z gazu rurociągowego na LNG, które stało się kluczowym mechanizmem bilansowania rynku oraz czynnikiem integrującym regionalne systemy w jeden globalny rynek.
- Po 2022 r. rynek gazu wszedł w nowy reżim charakteryzujący się wyższą zmiennością oraz silniejszą zależnością od czynników geopolitycznych i globalnej konkurencji o LNG, co oznacza trwałe odejście od relatywnie stabilnych i niskich poziomów cen z lat 2015–2021. Źródłem zmienności nie są przy tym cykliczne wahania koniunktury, lecz nieprzewidywalne czynniki geopolityczne, które w ciągu czterech lat doprowadziły do dwóch kryzysów podażowych w latach 2021–2022 oraz w 2026 r.
- W średnim okresie kluczowym czynnikiem kształtującym podaż będzie szybki przyrost nowych mocy LNG, przede wszystkim w USA, który jednocześnie ogranicza dywersyfikację kierunków dostaw i podnosi ryzyko nadpodaży oraz presji konkurencyjnej w kolejnych latach.

35 J. Sharples, *A Brave New World? LNG Contracts in the Context of Market Turbulence and an Uncertain Future*, „OIES Paper”, NG 187, grudzień 2023 r.

- Rosja utraciła pozycję dominującego dostawcy Europy, ale pozostaje istotnym uczestnikiem rynku globalnego, a jej przyszła rola będzie zależeć od zdolności przekierowania wolumenów do Azji oraz ograniczeń wynikających z geopolityki i infrastruktury.
- Głównym źródłem wzrostu popytu pozostaje Azja, jednak jego skala będzie zależeć od zdolności rynku do oferowania konkurencyjnych cen i elastycznych kontraktów, ponieważ wiele gospodarek rozwijających się pozostaje silnie wrażliwych cenowo.
- Europa, mimo słabszego wzrostu popytu fizycznego, pełni kluczową rolę w globalnym systemie jako centrum odkrywania cen i rynek krańcowy dla LNG, co sprawia, że jej sytuacja ma bezpośredni wpływ na globalne przepływy i poziomy cen.
- Struktura polskiego importu, w którym dominuje LNG ze Stanów Zjednoczonych rozliczane w formule Henry Hub powiększonej o opłatę za skroplenie i fracht, sprawia, że o koszcie zaopatrzenia Polski decyduje dziś kombinacja notowań TTF i Henry Hub. Uzasadnia to rozwój krajowych narzędzi zarządzania ryzykiem cenowym – płynnego obrotu terminowego na TGE oraz instrumentów zabezpieczających opartych na zmodyfikowanym benchmarku uwzględniającym indeks Henry Hub. Ocena czy Polska powinna dążyć do budowy autonomicznego benchmarku cenowego, wymaga odrębnej analizy i została podjęta w części rekomendacyjnej Raportu.





GAZ ZIEMNY A POLSKA TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA



Rozdział 2.

Gaz ziemny a polska transformacja energetyczna

Dr Marcin Sienkiewicz, Kamil Moskwik

2.1. Gaz w długofalowej polityce klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej

W świetle przyjętego przez Unię Europejską celu strategicznego w postaci osiągnięcia w 2050 r. neutralności klimatycznej, gaz ziemny jest surowcem problematycznym. Jego gospodarcze wykorzystanie generuje bowiem emisję gazów cieplarnianych w postaci dwutlenku węgla oraz metanu. Od przyjęcia w 2019 r. European Green Deal Komisja Europejska zainicjowała wiele działań zmierzających do znaczącego ograniczenia zużycia gazu ziemnego.

Cele UE w zakresie ograniczenia emisji CO₂ – o 55% do 2030 r. i o 90% do 2040 r.

» Ogrzewanie bez gazu ziemnego

Na mocy Dyrektywy 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (dalej: Dyrektywa budynkowa) państwa członkowskie muszą sprawić, by nowe budynki należące do instytucji publicznych od 2028 r. były bezemisyjne, a pozostałe nowe budynki miały taki stan od 2030 r. Innymi słowy, obiekty takie będą musiały spełniać wysokie normy charakterystyki energetycznej i nie może wytwarzać żadnych emisji ze spalania paliw kopalnych³⁶. Stosowanie przepisów Dyrektywy budynkowej może w praktyce ograniczyć konsumpcję gazu przez indywidualnych i instytucjonalnych odbiorców tego paliwa do celów grzewczych redukując tym samym detaliczny segment rynku gazu.

» Europejski System Handlu Emisjami 2 (ETS2)

W konsekwencji rewizji dyrektywy ETS w 2023 r. powołano nowy system handlu emisjami, tzw. ETS2, który obejmować będzie emisje dwutlenku węgla generowane przez spalanie paliw kopalnych (w tym gazu ziemnego) przede wszystkim w budynkach i transporcie drogowym. W ramach systemu, które ma obowiązywać od 2027 r., dostawcy paliw będą zobowiązani do monitorowania i raportowania emisji i będą zmuszeni do umorzenia wystarczającej liczby uprawnień do emisji, aby pokryć swoje emisje. W związku z powyższym należy spodziewać się wzrostu kosztu pozyskania paliwa gazowego m.in. przez gospodarstwa domowe co ograniczać będzie atrakcyjność rynkową paliwa gazowego przyczyniając się do redukcji jego konsumpcji³⁷.

36 DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

37 Komisja Europejska, *ETS2. Budynki, transport i sektory dodatkowe*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en].

» Redukcja emisji metanu

Unia Europejska zgodnie z przyjętą w 2020 r. „Strategią metanową” dąży do zbudowania skutecznego systemu monitorowania, a następnie redukcji metanu. 4 sierpnia 2024 r. weszło w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942 (dalej „rozporządzenie metanowe”). Na mocy tego aktu prawnego wprowadzone zostały obowiązki w m.in. w zakresie dokładności pomiarów, kwantyfikacji, monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu w sektorze energetycznym. Rozporządzenie wprowadza także regulacje dotyczące redukcji tych emisji, nakładając m.in. na branżę gazowniczą obowiązek prowadzenia badań mających na celu wykrywanie wycieków i ich naprawę czy ograniczenia dotyczące uwalniania do atmosfery i spalania gazu (metanu) w pochodni. Rozporządzenie metanowe obejmuje takie ogniwa łańcucha biznesowego branży gazowniczej jak poszukiwanie i produkcja gazu ziemnego magazynowanie i przetwarzanie gazu ziemnego, czy przesył i dystrybucja gazu ziemnego, a także operacji prowadzonych w instalacjach LNG. Przedsiębiorstwa gazownicze działające w wymienionych wyżej obszarach będą obciążone koniecznością sporządzania skrupulatnej sprawozdawczości obejmującej m.in. raportowanie kwalifikację emisji metanu na poziomie eksploatacji złoża czy składanie rocznych sprawozdań zawierających wyniki wszystkich zakończonych badań instalacji gazowniczych oraz informacje o harmonogramach napraw i monitorowania instalacji. Spełnienie wszystkich obowiązków wprowadzonych przez rozporządzenie metanowe spowoduje wzrost kosztów oraz dodatkowe skomplikowanie działalności operacyjnej obniżając jej atrakcyjność biznesową³⁸.

» Unia Europejska bez rosyjskiego gazu

W styczniu 2026 r. Rada Unii Europejskiej zaakceptowała ostateczny tekst rozporządzenia w sprawie stopniowego odchodzenia od importu rosyjskich surowców. Rozporządzenie wprowadza regulacje wygaszające import gazu ziemnego z Rosji do państw członkowskich UE, którego ostateczny zakaz ma obowiązywać od listopada 2027 r. Na mocy rozporządzenia państwa członkowskie musiały przedłożyć do 1 marca 2026 r. krajowe plany dywersyfikacji dostaw gazu oraz poinformować Komisji Europejskiej w ciągu miesiąca od wejścia w życie rozporządzenia o obowiązujących kontraktach lub krajowych zakazach.

Harmonogram odejścia od rosyjskiego gazu:

- a. Krótkoterminowe kontrakty zawarte przed 17 czerwca 2025 r.:
 - zakaz importu rosyjskiego LNG od 25 kwietnia 2026 r.,
 - zakaz importu gazu przesyłanego rurociągami od 17 czerwca 2026 r.
- b. Długoterminowe kontrakty LNG zawarte przed 17 czerwca 2025 r.:
 - zakaz importu od 1 stycznia 2027 r., zgodnie z 19. pakietem sankcji.
- c. Długoterminowe kontrakty na gaz rurociągowy:
 - import dozwolony najpóźniej do 30 września 2027 r.,

38 ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2024/1787 z 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942.

- w przypadku trudności z napełnieniem magazynów – możliwość przesunięcia zakazu do 1 listopada 2027 r.³⁹

2.2. Gaz jako paliwo przejściowe w modelu polskiej transformacji energetycznej

Przyjęta przez Radę Ministrów w lutym 2021 r. „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” odwołując się do polityki klimatycznej Unii Europejskiej wyrażonej m.in. w „Europejskim Zielonym Ładzie”, wyznaczała ramy procesu transformacji energetycznej w Polsce, który prowadzić miał do stworzenia „zeroemisyjnego systemu energetycznego”. Tak postawiony cel miał być osiągnięty dzięki zbudowaniu energetyki jądrowej oraz energetyki wiatrowej zlokalizowanej na morzu. Całkowity wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii do 2030 r. miał osiągnąć poziom 23%⁴⁰. Gaz ziemny postrzegany był jako paliwo, które powinno w większym stopniu zasilać energetykę wspierając realizację celów klimatycznych oraz tworząc nowe rezerwy mocy służące bilansowaniu energetyki odnawialnej⁴¹. Zakładano przy tym, że „pomostowa” rola gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej wymagać będzie poprawy konkurencyjności rynku oraz bezpieczeństwa dostaw.

W czerwcu 2026 r. Ministerstwo Energii opublikowało projekt „Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.” (dalej KPEiK), w którym naczelnym priorytetem polityki rządu jest redukcja gazów cieplarnianych. Konstrukcja dokumentu oparta została na dwóch scenariuszach:

- Scenariusz przyspieszonej transformacji tzw. Scenariusz WAM (with additional measures) – zakłada przyspieszenie dotychczasowego tempa transformacji w celu realizacji części zobowiązań z unijnego pakietu „Fit for 55”.
- Scenariusz zrównoważonej transformacji tzw. Scenariusz WEM (with existing measures) – zawiera ścieżkę transformacji w oparciu o aktualnie istniejące ramy prawne i inwestycyjne⁴².

Głównym środkiem prowadzącym to osiągnięcia takich poziomów redukcji gazów cieplarnianych ma być rozwój odnawialnych źródeł energii w większej skali niż w PEP2040. Nowe cele dla transformacji energetycznej przedstawiono w tabeli nr 1.

39 ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY w sprawie stopniowego odchodzenia od importu gazu ziemnego z Rosji oraz przygotowania do stopniowego odchodzenia od importu rosyjskiej ropy naftowej, poprawy monitorowania potencjalnych zależności energetycznych oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2017/1938, [dostęp 24.08.2026 r. w: <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2026/01/26/russian-gas-imports-council-gives-final-greenlight-to-a-stepwise-ban/>].

40 *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, Warszawa 2021, s. 5–6.

41 *Ibidem*, s. 27.

42 Ministerstwo Energii, *Krajowy Plan w Dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*, projekt KPEiK – wersja z czerwca 2026 r., s. 6, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.gov.pl/web/energia/krajowy-plan-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r---przyjety-przez-rade-ministrow>].

Tab. 1. Cele zawarte w zakresie redukcji emisji i rozwoju OZE w projekcie KPEiK z czerwca 2026 r.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych (GC)	Scenariusz WEM	Scenariusz WAM
» w całej gospodarce (vs. 1990)	-43,3%	-52,7%
» w sektorach non-ETS (vs. 2005)	-12,0%	-19,4%
» w sektorach ETS (vs. 2005)	-46,1%	-50,9%
» pochłanianie przez LULUCF	-28,8 mln t	-46,5 mln t
Odnawialne źródła energii (OZE)	WEM	WAM
» w końcowym zużyciu energii brutto	30,0%	32,0%
» w elektroenergetyce	51,6%	53,2%
» w ciepłownictwie	31,6%	36,5%
» w transporcie	16,5%	16,5%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie projektu KPEiK z czerwca 2026 r.

Realizacja jednego bądź drugiego z wymienionych scenariuszy zakłada, że w przypadku elektroenergetyki następować będzie „Stopniowe wycofywanie mocy węglowych i przejściowy wzrost mocy gazowych dla zapewnienia dyspozycyjności systemu i pewności dostaw energii”⁴³. Dla ciepłownictwa i ogrzewnictwa planowane jest natomiast wycofanie węgla (przede wszystkim w gospodarstwach domowych) i zastąpienie tego paliwa źródłami niskoemisyjnymi (ciepłownictwo systemowe) i zeroemisyjnymi (gospodarstwa domowe)⁴⁴.

Reasumując, należy się spodziewać, że zwiększający się udział OZE w produkcji energii elektrycznej będzie przejściowo generował coraz większe potrzeby w obszarze bilansowania i stabilizacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, co w konsekwencji w perspektywie krótkoterminowej zwiększać będzie popyt na gaz ziemny w Polsce, którego ma zostać osiągnięty w 2030 r.⁴⁵

Na rosnące potrzeby w powyższym zakresie zwrócono także uwagę w Strategii Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE). Rosnący udział produkcji OZE będzie powodował coraz większą złożoność pracy systemu, gdyż generacja z OZE jest zmienna, trudna do przewidzenia i uzależniona od warunków pogodowych. Pojawiają się długie okresy niskiej generacji oraz nadpodaży wytwarzania ze źródeł odnawialnych⁴⁶. W ocenie PSE transformacja energetyczna oparta na OZE będzie wymagała odpowiedniej synchronizacji rozwoju sieci elektroenergetycznej

43 Ibidem, s. 9.

44 Ibidem.

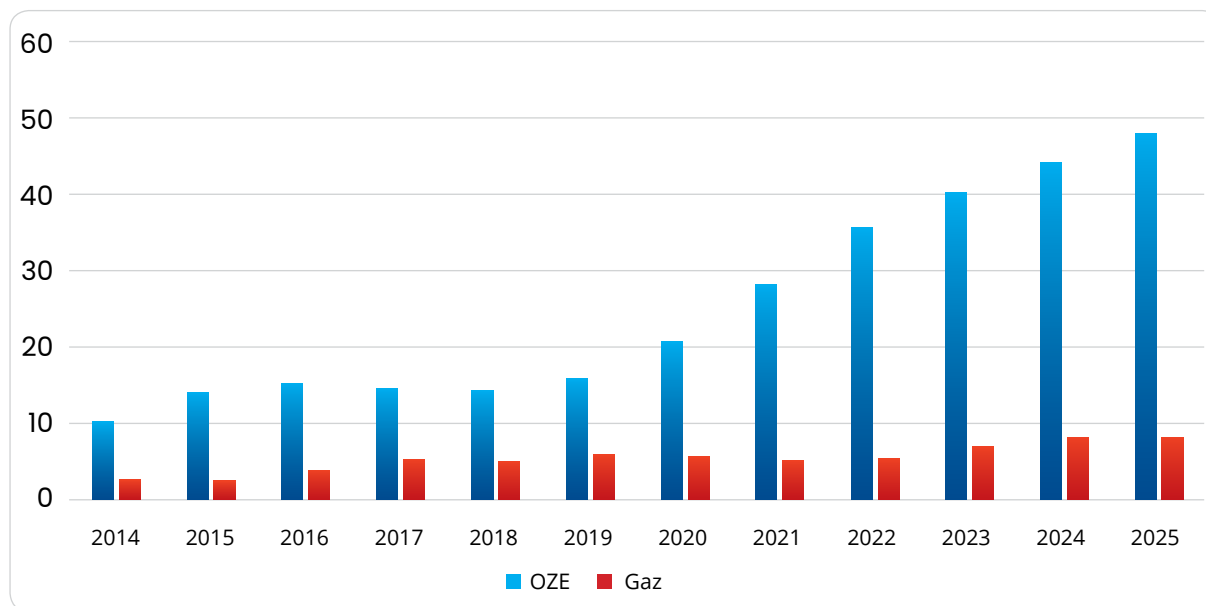
45 Ibidem, s. 126.

46 PSE, *Strażnik i architekt. Strategia PSE S.A. do roku 2040*, s. 5.

z rozwojem sieci przesyłowej gazu⁴⁷. Stabilizację pracy systemu elektroenergetycznego zapewniać mają bowiem nowe elektrownie gazowe⁴⁸.

Na podstawie analizy danych udostępnianych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w latach 2014–2025 zaistniał silny trend wzrostowy OZE, których udział w strukturze mocy zainstalowanej na przestrzeni tego okresu zwiększył się z 10,7% do 44,08%⁴⁹.

Rys. 9. Procentowy udział OZE i elektrowni gazowych w strukturze mocy zainstalowanej w KSE w latach 2014–2025



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów rocznych PSE z funkcjonowania KSE w latach 2014–2025.

W przypadku zmian w strukturze wyprodukowanej energii elektrycznej OZE odnotowały natomiast wzrost z 4 do 25,28% w badanym okresie. Wzrosty w obu prezentowanych parametrach dotyczą także gazowych źródeł wytwarzania, jednak dynamika tego trendu była znacznie łagodniejsza niż w przypadku OZE. Udział gazowych mocy zainstalowanych w KSE zwiększył się bowiem z 2,62 do 8,28%, a produkcja z 2,09 do 10,04% w badanym okresie⁵⁰.

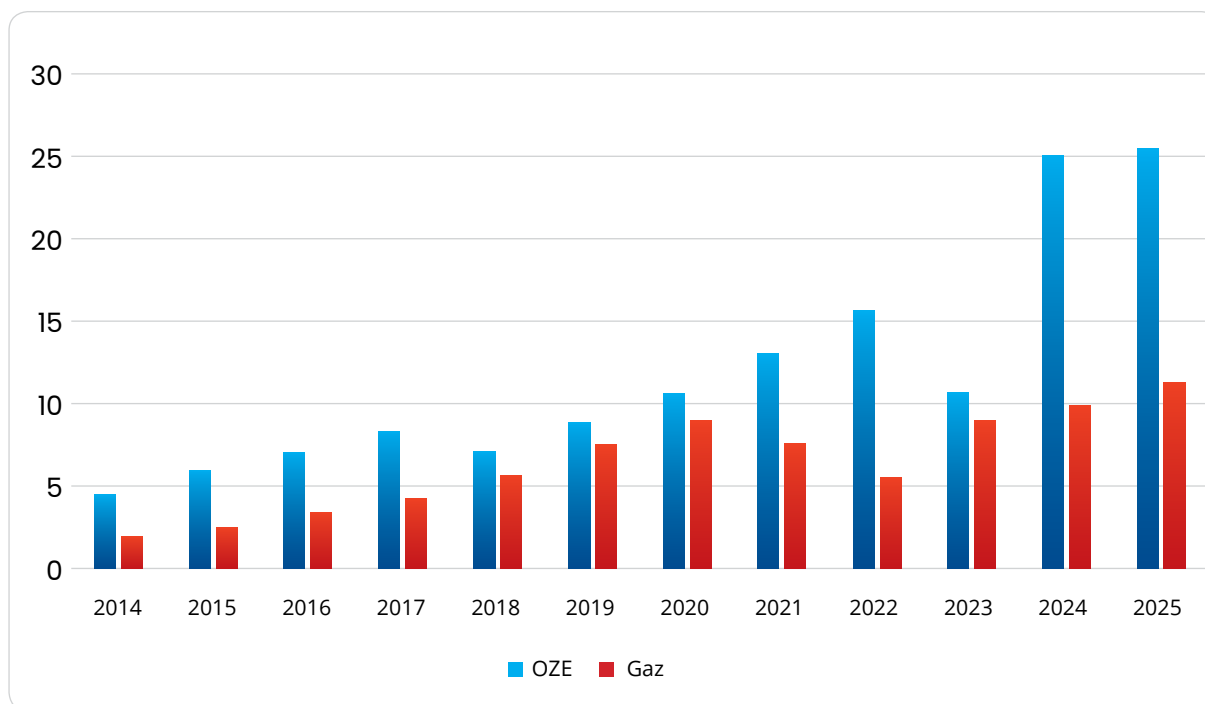
47 Ibidem, s. 38.

48 Enerad.pl, *Prezes PSE: stabilność systemu elektroenergetycznego do 2030 roku zależy od inwestycji w gaz i OZE*, 25.03.2025 r., [dostęp 24.08.2026 r. w: <https://enerad.pl/prezes-pse-stabilnosc-systemu-elektroenergetycznego-do-2030-roku-zalezy-od-inwestycji-w-gaz-i-oze/>].

49 PSE, *Raporty roczne z funkcjonowania KSE, 2014 – 2024*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.pse.pl/mapa-raportow>].

50 Ibidem.

Rys. 10. Procentowy udział OZE i elektrowni gazowych w krajowej produkcji energii elektrycznej w latach 2014–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów rocznych PSE z funkcjonowania KSE w latach 2014–2025.

W najbliższych 5–10 latach należy spodziewać się znacznie bardziej spektakularnego zwiększenia mocy i produkcji energii elektrycznej opartych na gazie ziemnym. Na taki rozwój elektroenergetyki gazowej wskazują podejmowane przez czołowych krajowych producentów energii elektrycznej decyzje inwestycyjne. Nowe moce wytwórcze oparte na gazie ziemnym budowane są obecnie przez wszystkie główne krajowe grupy energetyczne. W przypadku Grupy PGE celem jest rozwój jednostek gazowych o łącznej mocy blisko 10 GW⁵¹. ENEA planuje zastąpienie posiadanych elektrowni węglowych jednostkami gazowymi o docelowej mocy 1,4 GW, które będą współpracować z rozwijanymi konsekwentnie źródłami odnawialnymi⁵². W strategii ZE PAK S.A. przyjętej na lata 2024–2028 założono całkowitą rezygnację z węgla brunatnego na rzecz nowego miksu wytwórczego złożonego 68% z mocy opartych o paliwo gazowe i 33% na OZE⁵³.

Dla ORLENU gaz ziemny jest „(...) nieodzownym elementem polskiej transformacji energetycznej, łącząc stabilność systemu, bezpieczeństwo dostaw i redukcję emisji”⁵⁴. W swojej aktualnej strategii koncern zakłada rozbudowę mocy zainstalowanych w elektrowniach i elektrocie-

51 PGE, PGE podpisało umowy na budowę dwóch nowych elektrowni gazowych w Rybniku i Gryfinie, 04.03.2026 r., [dostęp 03.04.2026 r. w: <https://www.gkpge.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/pge-podpisala-umowy-na-budowe-dwoch-nowych-elektrowni-gazowych-w-rybniku-i-gryfinie>].

52 ENEA, *Strategia rozwoju Grupy ENEA do 2035 roku*, s. 6, [dostęp: 04.04.2026 r. w: <https://ir.enea.pl/informacje-dla-inwestorow/zalacznik/2753547>].

53 ZE PAK, *STRATEGIA ESG na lata 2024–2028*, s. 6–7, [dostęp: 04.04.2026 r. w: <https://ri.zepak.com.pl/pl/o-spolce/strategia-esg.html>].

54 ORLEN, *Energetyka gazowa. Rola gazu w budowie bezpieczeństwa rozwoju gospodarczego*, [dostęp: 06.04.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/zrownowazony-rozwoj/projekty-transformacyjne/energetyka-gazowa>].

plowniach opalanych gazem (w technologii CCGT) z 1,8 do 4,3 GW⁵⁵. W ramach realizowanej strategii, ORLEN przewiduje całkowite wycofanie posiadanych przez siebie bloków węglowych do 2025 r. i zastąpienie ich przez OZE bilansowane przez gazowe jednostki wytwórcze⁵⁶.

Tab. 2. Cele krajowych grup energetycznych w zakresie docelowych zainstalowanych mocy gazowych

Podmiot	Docelowa gazowa moc zainstalowana w GW
PGE	10
ORLEN	4,3
ENEA	1,4
ZE PAK	0,2
TAURON	0,56
Razem	16,46

Źródło: Opracowanie własne na podstawie strategii publikowanych przez krajowe grupy energetyczne

W oparciu o przekazywane przez krajowe grupy energetyczne informacje, w latach 2026–2030 mają zostać oddane do użytku nowe bloki gazowe (przede wszystkim w technologii CCGT) o szacowanej łącznej mocy przekraczającej 7 GW. Deklarowane publicznie nakłady inwestycyjne w podanym okresie mają natomiast przekroczyć 32 mld złotych. Rozbudowa mocy wytwórczych opartych o paliwo gazowe pociąga za sobą także kolejne nakłady inwestycyjne na rozbudowę infrastruktury gazowniczej. Na początek 2028 r. zaplanowano oddanie do użytku drugiego terminala LNG (FSRU) zlokalizowanego w Zatoce Gdańskiej o rocznej zdolności regazyfikacyjnej wynoszącej 6,1 mld m³. Zintegrowanie nowej instalacji LNG z krajowym systemem przesyłowym wymagało natomiast budowy nowego rurociągu Gdańsk-Kolnik-Gardeja-Gustorzyn. Koszty całego przedsięwzięcia, na które składa się terminal FSRU wraz z towarzyszącą infrastrukturą, GAZ-SYSTEM oszacował na 4,5 mld złotych⁵⁷.

W 2026 r. w konsekwencji pozytywnego wyniku procedury Open Season (cztery podmioty zakontraktowały długoterminowy dostęp do usług) zapadła decyzja o budowie trzeciego terminala LNG (FSRU-2), także zlokalizowanego na wybrzeżu Zatoki Gdańskiej. Kolejny terminal o zdolności regazyfikacyjnej wynoszącej 6,1 mld m³ ma rozpocząć działalność operacyjną w 2030 r.⁵⁸ Jednostka będzie wykorzystywać zbudowaną już dla pierwszego FSRU infrastrukturę, dlatego w ocenie ekspertów koszt tej inwestycji może być znacznie niższy i zamknąć się w kwocie 250 mln USD czyli ok. 940 mln złotych (wg. kursu z lipca 2026 r.)⁵⁹. W 2023 r. ORLEN

55 ORLEN, *Energia jutra zaczyna się dziś*, [dostęp: 05.04.2026 r. w: <https://www.oren.pl/pl/o-firmie/strategia>].

56 ORLEN, Kluczowa faza realizacji elektrowni gazowej w Grudziądzu [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.oren.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/archiwum/2024/Lipiec-2024/kluczowa-faza-realizacji-elektrowni-gazowej-w-grudziadzu>].

57 PAP biznes, *Gaz-System szacuje koszt pływającego terminala LNG i infrastruktury to ok. 4,5 mld zł*, 31.05.2025 r., [dostęp: 29.07.2026 r. w: <https://biznes.pap.pl/wiadomosci/firmy/gaz-system-szacuje-koszt-plywajacego-terminala-lng-i-infrastruktury-ok-45-mld-zl>].

58 Ministerstwo Energii, *Powstanie trzeci terminal LNG w Polsce*, 23.06.2026 r., [dostęp: 31.07.2026 r. w: <https://www.gov.pl/web/energia/powstanie-trzeci-terminal-lng-w-polsce>].

59 D. Malinowski, *To będzie najtańszy i najszybszy gazoport. Nowa inwestycja na Wybrzeżu, „WNP.”* [dostęp: 31.07.2026 r. w: <https://www.wnp.pl/energia/to-bedzie-najtanszy-i-najszybszy-gazoport-nowa-inwestycja-na-wybrzezu,1074978.html>].

przystąpił do rozbudowy podziemnego magazynu gazu w Wierzchowicach, którego pojemność wzrosnąć ma z 1,3 mld m³ do 2,1 mld m³, czyli o 0,8 mld m³ ⁶⁰. Zrealizowanie inwestycji, której koszt wynieść ma 575 mln złotych, zwiększy krajowe zdolności magazynowania gazu o jedną czwartą ⁶¹.

Łączne koszty budowy i rozbudowy kluczowej wymienionej wyżej strategicznej infrastruktury gazowniczej do 2030 r. mogą wynieść ponad 6 mld złotych.

Tab. 3. Lista realizowanych inwestycji w gazowe moce wytwórcze w latach 2026–2030.

Lokalizacja bloków energetycznych	Inwestor	Moc w MW	Planowany termin uruchomienia	Szacowane nakłady inwestycyjne w mld PLN	Szacowane roczne zużycie gazu w mld m ³
Grudziądz I	ORLEN	560	2026	2	0,50
Ostrołęka	ORLEN	745	2026	2,85	0,70
Rybnik	PGE	882	2027	4,6	0,84
Adamów	ZE PAK	600	2027	2,3	0,57
Gdańsk	ORLEN	450	2029	2,5	0,40
Grudziądz II	ORLEN	650	2029	3,1	0,60
Kozienice	Enea	1 336	2029	7,0	1,25
Gryfino II	PGE	600	2030	3,5	0,57
Rybnik	PGE	600	2030	2,5	0,57
Jaworzno	TAURON	600	2030	1,8	0,57
	Razem:	7 023		32,15	6,57 mld m³

Źródło: Opracowanie własne na podstawie publikacji medialnych krajowych grup energetycznych.

W ramach przeprowadzanej w Polsce transformacji energetycznej gaz ziemny ma być także paliwem wykorzystywanym w większym stopniu niż do tej pory w ciepłownictwie systemowym, które w świetle aktualnego projektu KPEiK ma stopniowo odchodzić od „paliw wysokoemisyjnych na rzecz technologii nisko- i zeroemisyjnych” ⁶². Docelowo gaz ziemny ma w sektorze ciepłownictwa systemowego pełnić rolę uzupełniającą. W scenariuszach WEM i WAM produkcja ciepła systemowego z gazu ziemnego ma przekraczać 50 PJ rocznie ⁶³.

60 ORLEN, *ORLEN stawia na bezpieczeństwo – rusza największa inwestycja w krajowe magazyny gazu*, 30.03.2023 r., [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/archiwum/2023/Sierpień-2023/Orlen-stawia-na-bezpieczenstwo--rusza-najwieksza-inwestycja--w-krajowe-magazyny-gazu>].

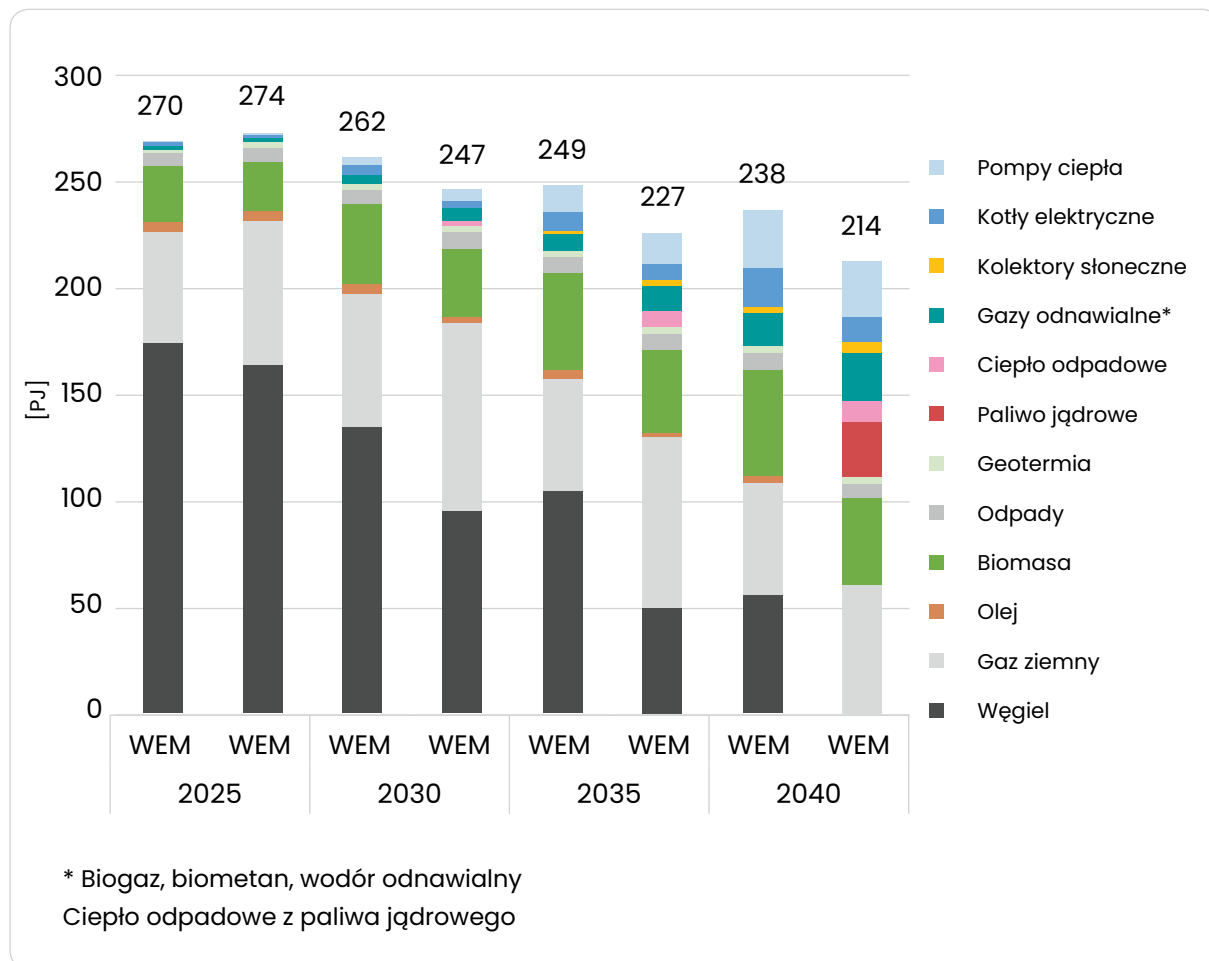
61 WysokieNapiecie.pl, *Orlen rusza z rozbudową magazynu gazu w Wierzchowicach do 2,1 mld m³*, 30.08.2023 r., [dostęp w: <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spiecie/orlen-rusza-z-rozbudow-magazynu-gazu-w-wierzchowicach-do-2-1-mld-m3/>].

62 Ministerstwo Energii, *Krajowy Plan ...*, op. cit., s. 43.

63 Ibidem, s. 47.

W przypadku ogrzewnictwa indywidualnego KPEiK zakłada wspieranie technologii nieemisyjnych takich jak pompy ciepła i zakończenie dofinansowania ze środków publicznych montażu instalacji gazowych zgodnie z dyrektywą FPBD⁶⁴.

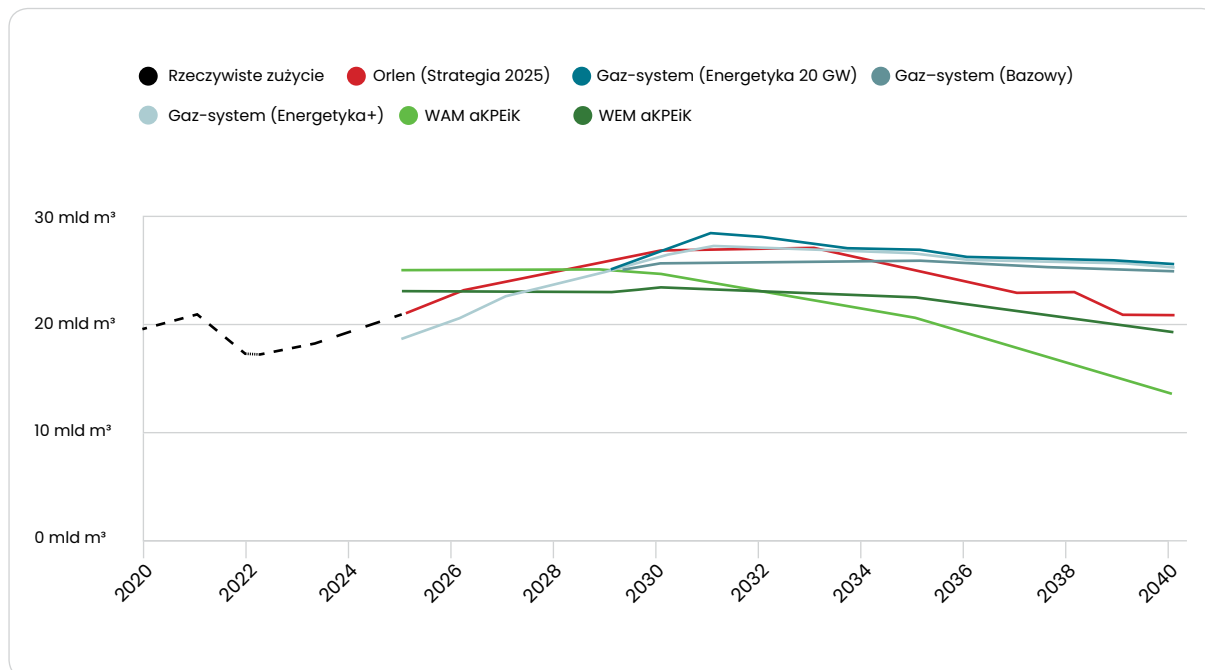
Rys. 11. Przewidywane zmiany w strukturze produkcji ciepła systemowego w podziale na paliwa (w PJ)



Źródło: Projekt KPEiK z grudnia 2025 r., s. 47.

W prognozach GAZ-SYSTEM przewiduje się wzrost zapotrzebowania na usługę przesyłową do poziomu 26–29 mld m³ rocznie w perspektywie 2031 r. Taki trend ma być odzwierciedleniem zwiększającego się w kolejnych latach zapotrzebowania ze strony sektora elektroenergetycznego oraz ciepłownictwa systemowego, co potwierdzają również inne prognozy branżowe, jak i strategiczne.

64 Ibidem, s. 44.

Rys. 12. Prognozy wykorzystania gazu ziemnego w Polsce

Źródło: Opracowanie Forum Energii na podstawie danych: GAZ-SYSTEM, Krajowy plan rozwoju, a KPEiL (grudzień 2025 r.), ORLEN, Strategia Orlen do 2025 r.

Wnioski:

- UE dąży konsekwentnie do ograniczenia roli gazu ziemnego w gospodarce i w konsumpcji gospodarstw domowych.
- Polska traktuje gaz ziemny jako paliwo „pomostowe” dla sektora elektroenergetycznego oraz jako jedno z paliw alternatywnych dla węgla w ciepłownictwie systemowym.
- W polskim modelu transformacji energetycznej coraz większe potrzeby bilansowania KSE wywoływane wzrostem mocy zainstalowanych OZE będą zaspokajane przez kolejne gazowe jednostki wytwórcze. Jednocześnie coraz większą rolę na rynku odgrywać będą technologie magazynowania energii, zwiększające elastyczność systemu i zaspokarowywanie okresowych nadwyżek energii z OZE.
- W zakresie „pomostowości” paliwa gazowego uformował się konsensus polityczny, który jest utrzymywany pomimo zmiany rządu i bieżącej walki politycznej.
- Polski model transformacji energetycznej w perspektywie najbliższych kilku lat będzie generował coraz większe zapotrzebowanie na gaz.





3

POTENCJALNE ŚCIEŻKI
REDUKCJI ZALEŻNOŚCI
OD IMPORTU GAZU
ZIEMNEGO I ZWIĘKSZENIA
ODPORNOŚCI
ENERGETYCZNEJ

Rozdział 3.

Potencjalne ścieżki redukcji zależności od importu gazu ziemnego i zwiększania odporności energetycznej

Dr inż. Agata Romanowska, Kamil Moskwik, dr Marcin Sienkiewicz

Utrzymujący się na poziomie ponad 80% import gazu pozostanie w najbliższej dekadzie głównym źródłem podatności Polski na globalne wstrząsy geopolityczne. W tej sytuacji zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga wyjścia poza dywersyfikację kierunków dostaw – kluczowa staje się systemowa redukcja zapotrzebowania na ten surowiec. Należy szukać innych rozwiązań, zmniejszających zależność od importu i zapotrzebowanie na gaz kopalny. Jednocześnie ramy regulacyjne unijnej polityki klimatycznej wymuszają na Polsce przyspieszenie odejścia od gazu ziemnego. Choć pierwotnie gaz miał pełnić rolę paliwa przejściowego, dokumenty takie jak REPowerEU (2022 r.)⁶⁵, Pakiet „Gazowy i Wodorowy” (2024 r.)⁶⁶, znowelizowana dyrektywa o odnawialnych źródłach energii, czyli RED III (2023 r.)⁶⁷, wspomniane wcześniej rozporządzenia metanowe czy najnowszy Electrification Action Plan z 2026 r.⁶⁸ (EAP) redefiniują ten model. Zależność od importu błękitnego paliwa generuje ryzyka polityczne, naraża gospodarkę na drastyczne wahania cen oraz utrudnia realizację celów redukcyjnych w ramach systemu EU ETS, który przechodzi wprawdzie rewizję, ale kierunek regulacji nie zmienia się znacząco⁶⁹.

Prognozowany szczyt zapotrzebowania na paliwa kopalne w Polsce wygląda inaczej niż większości krajów europejskich, gdzie miks energetyczny jest już znacznie mniej emisyjny, podobnie jak uzależnienie od importu. Wprawdzie odejście od węgla odbywa się dynamicznie nie tylko z uwagi na rosnące koszty emisji, a przede wszystkim rentowność kopalni i koszt produkcji energii z węgla, jednostki węglowe wciąż stabilizują krajowy system energetyczny. Bloki węglowe docierają już do końca swojej działalności i sukcesywnie zastępowane są mocami gazowymi. To z kolei przesunęło szczyt zapotrzebowania na paliwo gazowe na początek lat 30., jednak powstające inwestycje zaplanowane są na wiele lat funkcjonowania (30 lat żywotności infrastruktury, 20-letnie kontrakty na dostawy, 17-letnie kontrakty na rynku mocy). W związku z tym pojawia się pytanie, jak uodpornić się nie tylko na ewentualne czynniki ryzyka, ale także jak nie wpaść we własną „pułapkę gazową”.

65 European Commission, *REPowerEU Affordable, secure and sustainable energy for Europe*, 2022.

66 European Commission, *Hydrogen and decarbonised gas market*, 2024 [dostęp: 24.08.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market_en].

67 DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.

68 European Commission, *Electrification Action Plan*, 2026.

69 WysokieNapiecie.pl, *Reforma ETS: Bruksela łagodzi kurs, ale nie zmienia celu* [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://wysokienapiecie.pl/120451-reforma-ets-bruksela-lagodzi-kurs-ale-nie-zmienia-celu/>].

Z perspektywy polskiej transformacji, zarówno elektroenergetyki, ciepłownictwa, jak i energochłonnego przemysłu, pojawiają się podstawowe rozwiązania w postaci elektryfikacji, połączonej z rozwojem magazynowania energii oraz produkcja krajowego biometanu, oparta o zrównoważone substraty. Według analiz MAE^{70,71}, główne czynniki redukcji popytu na gaz to elektryfikacja ciepłownictwa, rosnący udział źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym spadku kosztów energii z OZE, a także poprawa efektywności energetycznej poprzez m.in. modernizację procesów przemysłowych. Przedłużający się szczyt wykorzystania gazu pozo- stanie charakterystyczny dla wschodzących rynków, gdzie jednak jednocześnie rozwijane są technologie niskoemisyjne, a gaz przejmuje dotychczasową rolę węgla w produkcji energii i ciepła. Niemniej w przypadku Polski, opóźniona ścieżka dekarbonizacji stawia system przed wyzwaniem zrównoważenia sterowalnych źródeł stabilizujących z rosnącym popytem na niskoemisyjne rozwiązania i uelastycznianie profilu jego pracy. W związku z perturbacjami na światowym rynku gazu w pierwszej połowie 2025 r., hurtowe ceny energii elektrycznej w Europie i USA wzrosły nawet o 40% w porównaniu z poprzednim rokiem⁷². Tymczasem na wielu rynkach coraz częściej notowane są ujemne ceny hurtowe, co wskazuje na potrzebę kontroli podaży i popytu, a tym samym regulacji i rozwiązań rynkowych, związanych przede wszystkim z magazynowaniem i możliwością wykorzystywania nadwyżek zielonej energii.

3.1. Gazy zdekarbonizowane

Kontynuacja procesu dekarbonizacji polskiej elektroenergetyki wymaga nie tylko obniżania emisyjności, ale również troski o stabilną pracę systemu energetycznego przy rosnącym udziale źródeł zależnych od pogody, rekordowych momentów zapotrzebowania na energię i zagrożenia ciemną flautą w okresie jesienno-zimowym. W polskich uwarunkowaniach, zależne od pogody źródła OZE nie są w stanie zapewnić odpowiednich strumieni energii dopasowanej do aktualnej dynamiki popytu. Transformacja energetyczna musi uwzględniać zatem działania służące zachowaniu stabilności i bezpieczeństwa produkcji energii elektrycznej na rynek. Podczas gdy w Europie umacnia się rola gazu ziemnego jako przejściowego źródła bilansującego, istotną rolę w tym procesie mogą odegrać gazy odnawialne w postaci biometanu i wodoru. Zgodnie z polskim projektem KPEIK, mają one stanowić „alternatywne rozwiązania dla gazu ziemnego”⁷³.

Każda z technologii zasilania energią lub ciepłem ma swoją charakterystykę i pulę zastosowań, wraz z wadami i zaletami każdej z nich. Wybór konkretnej alternatywy dla wykorzystania gazu ziemnego zależy w dużej mierze od zastosowania końcowego paliwa, ale również aktualnych wpływów technologicznych czy politycznych. W przypadku technologii niskoemisyjnych istnieje również konflikt na linii opłacalności finansowej, udziału środków publicznych w ich upowszechnianiu i funkcjonowaniu rynku.

70 Międzynarodowa Agencja Energii, *World Energy Outlook 2025* [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>].

71 Międzynarodowa Agencja Energii, *Net Zero Roadmap A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, 2023 Update* [dostęp: 4.08.2026 r. w: https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b-90846f5c19/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf].

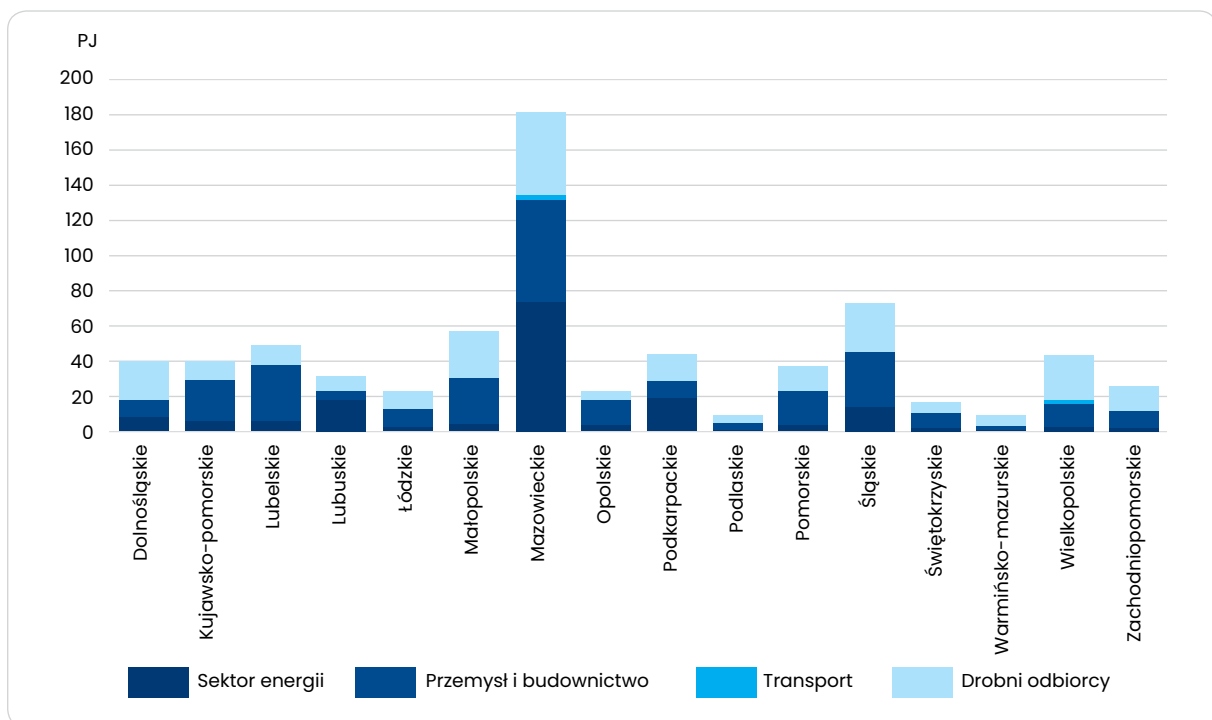
72 Międzynarodowa Agencja Energii, *Electricity Mid-Year Update 2025* [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.iea.org/reports/electricity-mid-year-update-2025>].

73 Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu, czerwiec 2026, s. 133.

Charakterystyka technologiczna wielu sektorów wciąż wymaga spalania paliwa i utrzymania konkretnych parametrów procesów, przede wszystkim wysokiej temperatury. Nie każde zastosowanie końcowe spalania gazu jest obecnie możliwe lub opłacalne do zastąpienia innymi technologiami – jest trudne do dekarbonizacji (ang. hard-to-abate). Tymczasem obecnie rosnący udział gazu ziemnego w produkcji prądu dotyczy niemal wszystkich sektorów gospodarki w Polsce.

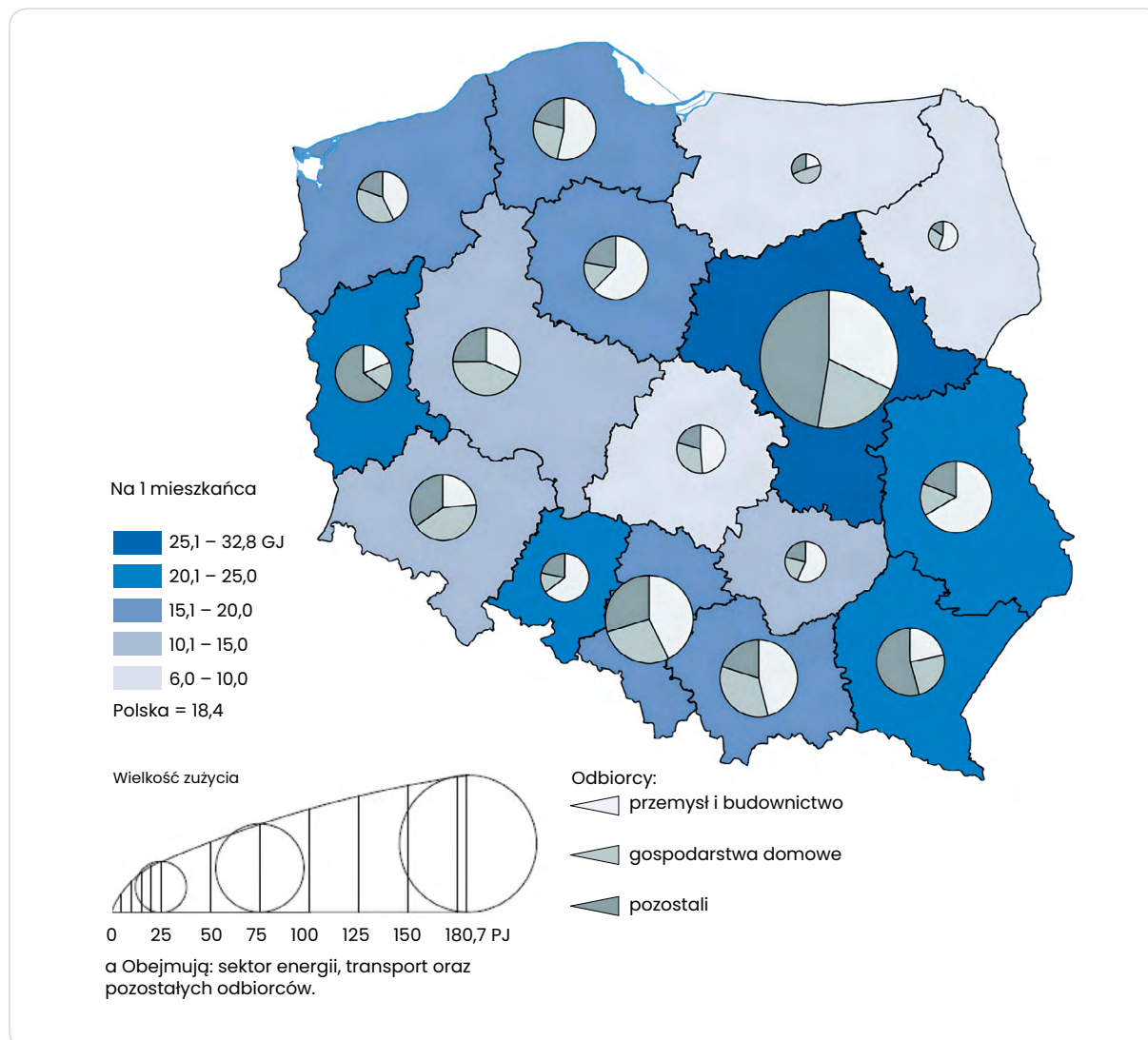
Według danych GUS, w 2024 r. wzrost zużycia gazu wyniósł 8,3% w porównaniu do roku poprzedniego⁷⁴. Największym konsumentem są sektory przemysłu i budownictwa, stanowiąc 40,5% zużycia ogółem, w sektorze energii jest to 24,2%, w transporcie 0,9%, a w sektorze drobnych odbiorców (w tym gospodarstwa domowe) 34,4%.

Rys 13. Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2024 r., w podziale na sektory gospodarki i województwa.



Źródło: Główny Urząd Statystyczny.

⁷⁴ Główny Urząd Statystyczny, *Zużycie paliw i nośników energii w 2024 r.*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-paliw-i-nosnikow-energii-w-2024-r-6,19.html>].

Rys. 14. Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2024 r., w podziale na województwa i sektory gospodarki.

Źródło: Główny Urząd Statystyczny

W związku z modernizowaną i rozbudowywaną infrastrukturą gazowniczą, pojawia się pytanie o zasadność zabezpieczania jej funkcjonowania na kolejne lata, a także potencjalne braki w zaopatrzeniu w paliwo gazowe w obliczu wzrostu zapotrzebowania w polskim systemie i powiązanej z tym ekspozycji cenowej w sytuacjach szczytowych. W związku z tym toczy się debata o rozwoju produkcji substytutów gazu ziemnego, który będzie się nadawał do wykorzystania w istniejącej infrastrukturze. W pierwszej kolejności brane pod uwagę są gazy odnawialne (zdekarbonizowane), czyli paliwa gazowe produkowane z surowców odnawialnych lub w procesach bezemisyjnych, które teoretycznie mogą zastępować gaz ziemny. Obecnie są to przede wszystkim biometan (oczyszczony biogaz) oraz zielony wodór, powstający z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii poprzez elektrolizę.

W analizach przydatności i możliwości wykorzystania gazów odnawialnych, brane są pod uwagę następujące kryteria:

- opłacalność ekonomiczna (odniesienie kosztów do ceny gazu ziemnego),
- emisyjność produkcji,
- sterowalność, czyli niezależność produkcji od warunków atmosferycznych i gotowość do szybkiego włączenia w tryb pracy,
- możliwości magazynowania,
- możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury (ograniczanie kosztów inwestycyjnych),
- stopień uzależnienia od importu (samego paliwa, jak i technologii).

Zarówno zielony wodór jak i biometan mają swoje ograniczenia. Produkcja wodoru wiąże się z koniecznością posiadania znaczących nadwyżek energii odnawialnej oraz przystosowania całej infrastruktury do jego transportu i przechowywania we właściwych warunkach (m.in. przez utrudnione magazynowanie czy kruchość wodorową stali⁷⁵). Z kolei produkcję biometanu ogranicza głównie dostępna ilość zrównoważonych substratów, które warunkują funkcjonowanie całego sektora biogazu.

Nadrzędną przeszkodą w upowszechnianiu gazów odnawialnych jest koszt produkcji, który jest na rynku porównywany do cen gazu kopalnego. Cena ta nie uwzględnia jednak kosztów środowiskowych i klimatycznych, które ponosi społeczeństwo, a także ceny, jaką płacimy za bezpieczeństwo energetyczne i stabilną pracę systemu. W dalekowzrocznych strategiach brane pod uwagę są również koszty ryzyka, związanego z wahaniami cen na rynkach gazu i jego dostępnością – w tym podejściu biometan zdecydowanie zyskuje.

Najsilniejszym sygnałem do przyspieszenia produkcji gazów odnawialnych w EU, był opublikowany w 2022 r. plan REPowerEU, którego główną osią było uniezależnienie się od rosyjskich kopalin poprzez m.in. maksymalizację produkcji wodoru i biometanu (20 mln ton wodoru, produkcji własnej i importu, i 35 mld m³ własnego biometanu rocznie do 2030 r.⁷⁶) i rozwój sieci elektroenergetycznych. Według danych ENTSG z marca 2026 r., roczny wzrost wstrzykiwania gazów odnawialnych do sieci wynosi ok. 12%⁷⁷ – skutkując 7 mld m³ mobilizacji wszystkich krajów UE w 2025 roku. Niemniej, obecnie 90% wodoru wciąż pochodzi z paliw kopalnych⁷⁸. Źródła wskazują na ożywienie legislacyjne i inwestycyjne w Europie, ale wizja osiągnięcia założonych ambitnych celów oddala się. Tymczasem skupiając się na wygaszaniu rosyjskiego kierunku dostaw, w 2026 r. gospodarki europejskie obudziły się uzależnione głównie od amerykańskiego LNG. Obecne tarcia geopolityczne pokazują dobitnie, jak niestabilne bywają te założenia.

75 Kruchość wodorowa stali to degradacja mechaniczna polegająca na utracie plastyczności i pękaniu metalu pod wpływem atomów wodoru, które wnikają w jego strukturę.

76 Rada Europejska, *REPowerEU plan: energy policy in EU countries' recovery and resilience plans, 2022–2026*

77 ENTSG, *Report on annual renewable gas injections into gas networks*. 2026 [dostęp: 24.08.2026 r. w: [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-02/ENTSG Report on Annual Renewable Gas Injections into Gas Networks 2026.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-02/ENTSG%20Report%20on%20Annual%20Renewable%20Gas%20Injections%20into%20Gas%20Networks%202026.pdf)]

78 Międzynarodowa Agencja Energii, *Global Hydrogen Review*, 2025.

3.1.1. Problemy produkcji i rozwoju rynku polskiego biometanu

W raporcie „Od gazu ziemnego do biometanu”⁷⁹ wskazaliśmy, że najbardziej racjonalną drogą do dekarbonizacji gazownictwa oraz uniezależniania się od importu gazu ziemnego jest krajowa produkcja biometanu z lokalnych substratów i wykorzystywana w istniejącej infrastrukturze. O ile do niskoemisyjnego miksu energetycznego wciąż daleka i kosztowna droga, o tyle potencjał produkcji biometanu ze zrównoważonych substratów w Polsce jest szacowany na bardzo wysoki: jeden z wyższych w Unii Europejskiej. Szacunki mówią nawet o 8 mld m³ rocznie technicznego potencjału produkcji⁸⁰. Biometan jest tańszym i bardziej dostępnym rozwiązaniem niż zielony wodór z uwagi na istniejącą, rozbudowaną infrastrukturę gazowniczą gotową do przesyłania tego odnawialnego gazu, a także znaczną dojrzałość technologii produkcji.

W rezultacie biometan, produkowany z krajowych substratów, może być użytecznym instrumentem dekarbonizacji gospodarki w obszarach, w których elektryfikacja jest mniej opłacalna lub niemożliwa. Niestety, polska produkcja opiera się na zaledwie jednej podłączonej do sieci gazowej instalacji, co stawia nas w niekorzystnym położeniu względem własnych potrzeb, ale także innych europejskich gospodarek. Za przyczynę tego stanu rzeczy uznaje się wciąż niezniesione bariery inwestycyjne nie tylko na płaszczyźnie finansowej, a również ustawodawczej, administracyjnej i społecznej.

Głównym hamulcem w powstawaniu instalacji biometanowych pozostają wysokie koszty inwestycyjne (budowa instalacji i przyłączenia do sieci), a także kosztowne zaangażowanie operacyjne. Z uwagi na słabo rozwinięty sektor biogazu i brak zdecydowanych zachęt ze strony państwa, najwięksi producenci substratów nie decydują się na łączenie działalności rolnej z energetyką. Stabilny dostęp do substratów jest gwarantem efektywnej i opłacalnej pracy instalacji, z kolei ceny odpadów organicznych podlegają ogromnym wahaniom. W rachunku biznesowym, koszt produkcji biometanu wciąż porównywany jest do rynkowej ceny gazu ziemnego i dopóki będzie ona niższa od zielonego gazu, popyt na biometan będzie ograniczony. W kolejnych latach koszt produkcji biometanu i cena gazu mogą się jednak do siebie zbliżyć. Prognoza cenowa kosztów wytwarzania biometanu zakłada ich spadek wraz ze wzrostem skali i standaryzacji technologii, z kolei paliwa kopalne będą obciążone coraz większymi opłatami za emisje. Postępująca dekarbonizacja gospodarki skutkuje sięganiem po coraz bardziej czyste emisyjnie rozwiązania w przedsiębiorstwach, niejednokrotnie są to ruchy wyprzedzające krajową politykę klimatyczną w zakresie energetyki.

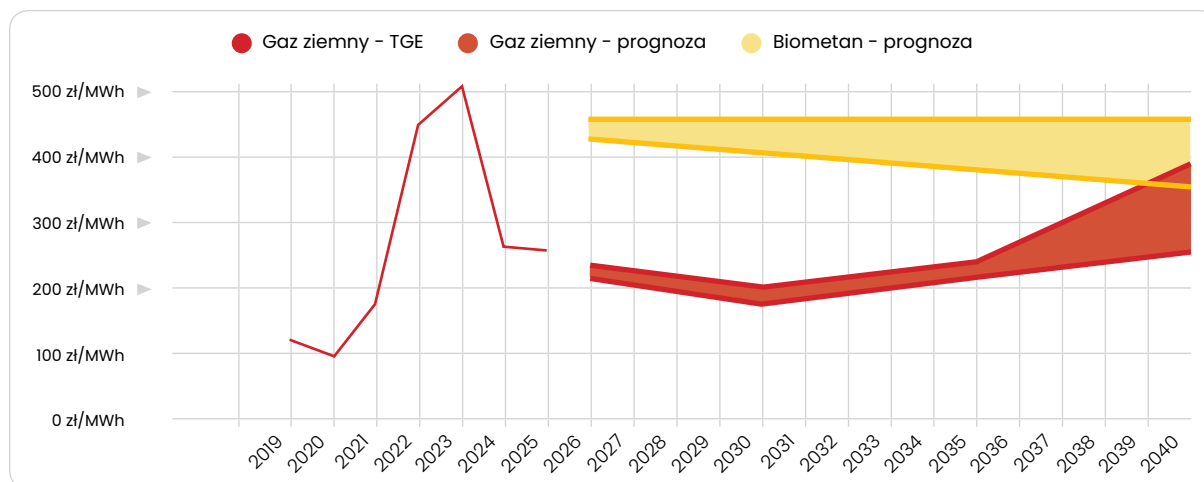
Tymczasem oczekiwania polskiego rynku wobec wykorzystania biometanu są wysokie. Zgodnie z badaniami przeprowadzonymi przez GAZ-SYSTEM⁸¹, szacowany potencjał konsumpcji biometanu przez odbiorców przyłączonych do krajowej sieci przesyłowej to aż 7 mld m³ rocznie. Jest to zbliżona liczba do obecnej rocznej produkcji biometanu w całej Unii Europejskiej, podczas gdy rocznie z polskiego biogazu można wyprodukować maksymalnie 0,5 mld m³.

79 DISE Energy, *Od gazu ziemnego do biometanu. Dekarbonizacja polskiego gazownictwa*. 2024 [dostęp: 22.08.2026 r. w: <https://dise.org.pl/Raport-Od-gazu-ziemnego-do-biometanu.pdf>].

80 NCBR, *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego*, 2024.

81 GAZ-SYSTEM, *Wyniki badania rynku biometanu w 2025 r.* [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/biometan/wyniki-badania-rynku.html>].

Rys 15. Zakres kosztów produkcji biometanu oraz cen gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii z uwzględnieniem opłat za emisję dwutlenku węgla



Źródło: Forum Energii

Produkcja biometanu z wszelkiej maści odpadów organicznych to nie tylko sposób na gospodarowanie emisjami i GOZ, ale przede wszystkim wykorzystanie krajowych zasobów i potencjalnie polskiej technologii, co urzeczywistnia uniezależnianie się od importu paliw kopalnych. Według szacunków Forum Energii, biometan może pokryć ok. 17% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny do 2040 r. i zatrzymać w kraju 30 mld złotych kapitału, który w innym wypadku byłby przeznaczony na import gazu (przy „kryzysowych” cenach gazu nawet 70 mld złotych)⁸². Biorąc pod uwagę, że w miarę rozwoju innych źródeł, zapotrzebowanie na gaz ziemny ustabilizuje się, a następnie będzie spadać, biometan staje się koniecznym elementem w polskim systemie energetycznym i realnym zasobem w przyszłości.

Polska perspektywa wykorzystania biometanu jest z jednej strony obiecująca, z drugiej zaś oddolne wysiłki nie mają odzwierciedlenia w krajowej polityce energetycznej. Oczekiwania i chęci do inwestycji w kraju są zauważalnie wysokie, jednak istniejące bariery skutecznie hamują rozwój sektora⁸³. Niemniej brak biogazu i biometanu w Polskiej energetyce wciąż zaskakuje. BioCH₄ jawi się jako złoty środek na bolączki nie tylko elektroenergetyki – szczególnie gazownictwa, ale również przechodzącego obecnie proces modernizacji rolnictwa, ciepłownictwa, realnej gospodarki emisjami i gospodarki o obiegu zamkniętym – mobilizując każdy rodzaj odpadów organicznych, a zwłaszcza tych emisyjnych i uciążliwych dla otoczenia.

W marcu 2026 roku Najwyższa Izba Kontroli (NIK) opublikowała wyniki kontroli „Wykorzystanie biogazu dla celów wytwarzania energii”⁸⁴, której głównym celem było sprawdzenie czy w Polsce efektywnie wykorzystuje się możliwości produkcji energii z biogazu. Podkreślając wagę rozwoju energetyki odnawialnej dla ograniczania zużycia paliw kopalnych oraz zanieczyszczeń i emisji wykazano, że zainstalowana w kraju moc w biogazie przewyższa efektywnością pogodozależne OZE – siedem razy bardziej niż instalacje fotowoltaiczne i niemal dwukrotnie niż energetyka wiatrowa⁸⁵.

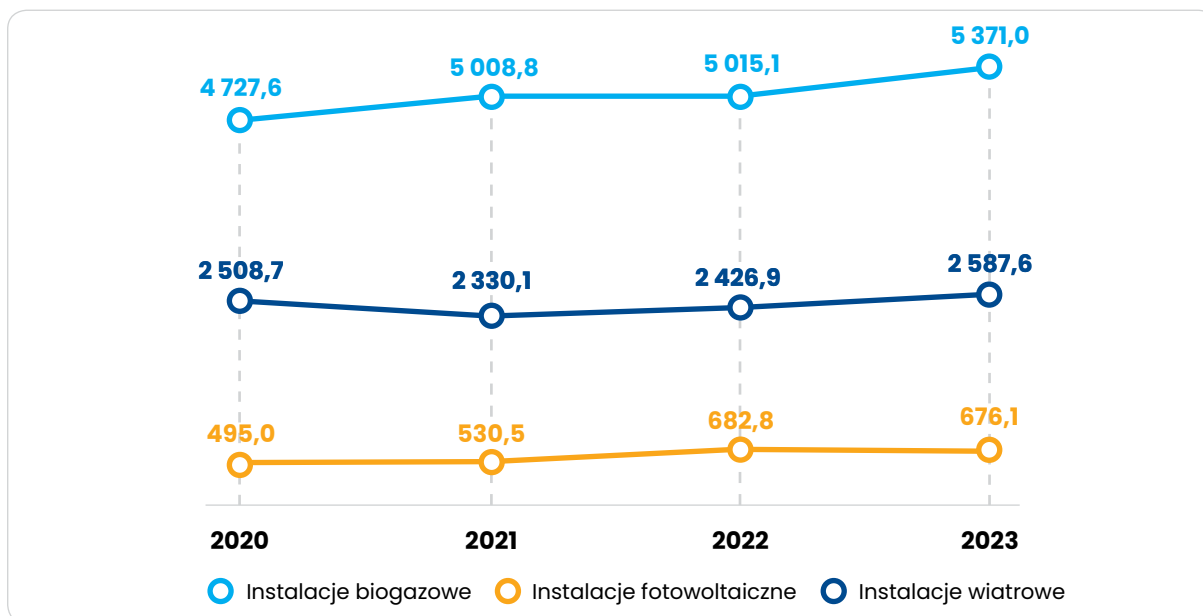
82 Forum Energii, *Molekuły niezależności. Szanse związane z wykorzystaniem polskiego potencjału biometanu*. 2026 [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.forum-energii.eu/molekuly-niezalezności-biometan-jako-niewykorzystany-potencjal-polski>].

83 Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, *Uruchomienie potencjału produkcji polskiego biometanu. Podsumowanie i rekomendacje 2025*.

84 Najwyższa Izba Kontroli, LKA.430.3.2025. Nr ewid. 67/2025/P/24/059/LK.

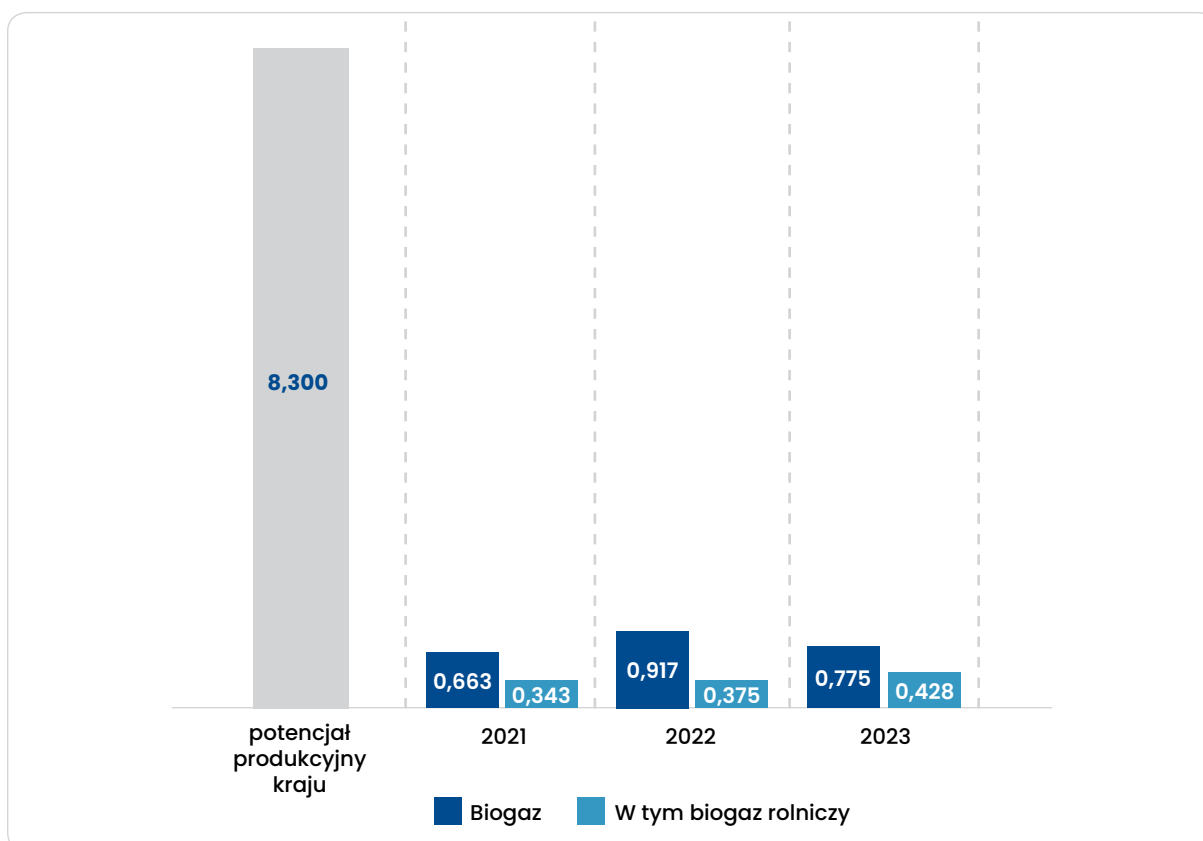
85 Tamże: analiza dotyczyła mocy zainstalowanych w latach 2020–2023 na podstawie danych GUS.

Rys. 16. Ilość energii elektrycznej (w MWh), wyprodukowanej z 1 MW mocy zainstalowanej w latach 2020 – 2023.



Źródło: Najwyższa Izba Kontroli

Rys. 17. Produkcja biogazu, w tym biogazu rolniczego, w Polsce w latach 2021–2023 (w mld m³)



Źródło: Najwyższa Izba Kontroli

Zwrócono uwagę również na ogromny niewykorzystany potencjał produkcji biometanu w odniesieniu do innych krajów UE, co ma odzwierciedlenie w braku strategii i podstawowych celów operacyjnych dla sektorów biogazu i biometanu oraz w niedostatecznym ujęciu tej kwestii w dokumentach strategicznych dla polskiej energetyki. W związku z tym, przyrost instalacji biogazowych był trzykrotnie niższy niż zakładany w pesymistycznym wariantcie scenariuszu KPEIK. Dokument wskazuje również na znaczne opóźnienie we wdrażaniu unijnych dyrektyw RED II i RED III, które miały szansę znacznie przyspieszyć rozwój zrównoważonej produkcji tych zielonych gazów, odblokowując ich potencjał i zakończyć faworyzowanie pogodozależnych źródeł odnawialnych. Nie przychyłono się również do realizacji wspólnotowego planu REPowerEU, który jest podstawą uniezależniania się od dostaw gazu kopalnego w ostatnich latach. W ocenie NIK, w ten sposób „zmarginalizowano rolę krajowych zasobów biomasy, w tym potencjału do produkcji biogazu i biometanu”.

Raport kreśli obraz drastycznego kontrastu między bardzo wysokimi możliwościami surowcowymi Polski a niemal całkowitym brakiem ich praktycznego wykorzystania w obszarze biometanu. Wobec wskazanych zaniedbań w sferze legislacyjnej i planistycznej państwa, NIK postuluje opracowanie odrębnej strategii dla rozwoju biogazu i biometanu na cele energetyki.

Wyraźny impuls do rozwoju branży wytwarzania i oczyszczania biogazu na szczeblu krajowej polityki energetycznej byłby wyrazem szukania równowagi między potrzebą czerpania z zalet biometanu i jednoczesnego ponoszenia wysokich rachunków za jego upowszechnianie. W porównaniu do innych źródeł odnawialnych, zarówno inwestycja, jak i nakłady operacyjne w branży biogazu są kosztowne i wymagające dużego zaangażowania. Ten znaczny koszt za stabilizację i przewidywalność produkcji energii z biometanu musi być brany pod uwagę w planowaniu jego roli i przemyślanym wykorzystywaniu biometanu w gospodarce. Konieczna jest do tego jednoczesna pogłębiona analiza możliwości wykorzystywania innych technologii niskoemisyjnego wytwarzania energii, a także organizacja współpracy z kluczowymi sektorami, jak działalność rolnicza czy odzyskiwanie odpadów organicznych.

3.1.2. Hierarchizacja zastosowań końcowych biometanu w Polsce

Ponieważ biometan nawet w najbardziej śmiałej wizji wykorzystania potencjału nie będzie w stanie zaspokoić zapotrzebowania na gaz ziemny w polskiej elektroenergetyce i gospodarce, konieczna jest analiza jego przydatności w dekarbonizacji poszczególnych sektorów gospodarki. Polski przemysł i ciepłownictwo systemowe również w dużej mierze wykorzystują gaz, co w oczekiwaniu na zazielenienie krajowego miksu energetycznego i rozwój innych technologii niskoemisyjnych, uzasadnia rozwój produkcji biometanu na szeroką skalę w perspektywie najbliższych lat. Kierując się tą zasadą, biometan powinien być wykorzystywany w tych obszarach, w których dekarbonizacja poprzez elektryfikację jest niemożliwa albo bardzo odległa w czasie. Nie wszędzie możliwe jest tanie i efektywne wykorzystanie prądu (jak procesy wysokotemperaturowe).

Wykorzystanie biometanu jest wskazane przede wszystkim w obszarach, takich jak:

- przemysł energochłonny i procesowy (szczególnie huty szkła, ceramika, przemysł chemiczny i spożywczy wymagają wysokich temperatur),
- elektrociepłownie systemowe,
- lotnictwo, żegluga (skroplony biometan jest łatwo magazynowalny, co pozwala flotom redukować emisje i operować w trudnych warunkach),
- magazynowanie energii w formie gazu, stabilizowanie pracy systemów energetycznych (przede wszystkim lokalnych, opartych na źródłach odnawialnych).

Pożądana dekarbonizacja gazownictwa, a przez to wielu innych gałęzi polskiej gospodarki, za pomocą biometanu, powinna od samego początku opierać się na przemysłowych rozwiązaniach w zakresie zrównoważonej produkcji i zastosowań końcowych. Cenny i ograniczony podaż substratów zasób, jakim jest biometan, nie powinien konkurować z innymi niskoemisyjnymi technologiami, a raczej powinien być wykorzystywany tam, gdzie inne rozwiązania są nieuzasadnione, niemożliwe lub nieopłacalne. Zastosowania końcowe muszą być zatem hierarchizowane, by wykorzystywać optymalnie zasoby i nie stwarzać warunków konkurencji pomiędzy dostępnymi, korzystnymi dla środowiska technologiami.

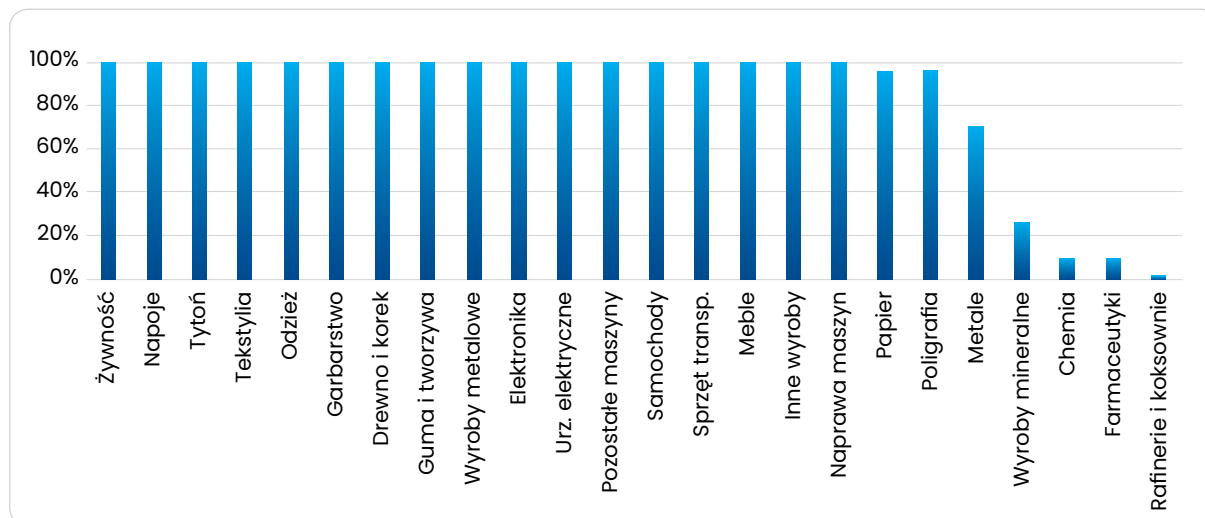
3.2. Elektryfikacja i zarządzanie elastycznością

Postęp technologiczny w ostatnich latach znacząco przyspieszył myślenie o elektryfikacji, zwłaszcza w sektorach takich jak transport indywidualny (poprzez pojazdy elektryczne), ogrzewnictwo (głównie pompy ciepła) i niektóre działy przemysłu (cyfryzacja i zmiana procesów technologicznych). Prąd, jakim zasilane są te instalacje, musi być jak najmniej emisyjny i jak najmniej kosztowny, co jest obecnie tematem szerokiej dyskusji. Największym wyzwaniem dla rynku jest w związku z tym różnica pomiędzy cenami energii elektrycznej a cenami energii opartej o źródła kopalne.

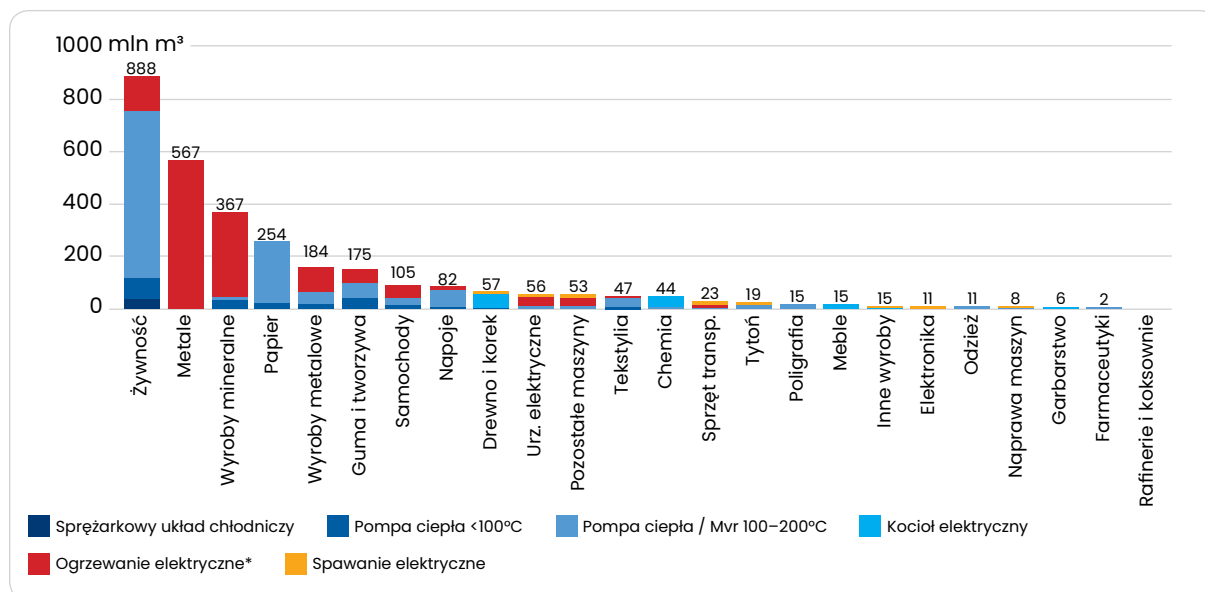
Sektor przemysłu ma duże znaczenie w kontekście transformacji energetycznej, ponieważ jest konsumentem połowy polskiego zużycia gazu ziemnego oraz 98% węgla koksującego i 18% krajowego zużycia ropy naftowej i jej pochodnych⁸⁶. Według analiz Forum Energii, obecnie możliwe jest pełne zelektryfikowanie produkcji ciepła w 17 z 24 branż przetwórstwa przemysłowego, co stanowi aż z 61% ciepła w całej branży. Elektryfikacja ciepła umożliwiłaby radykalną redukcję zużycia paliw kopalnych: gazu o 62%, węgla o 42% oraz ropy i jej pochodnych aż o 83%. W liczbach bezwzględnych oznacza to roczne oszczędności rzędu 3 mld m³ gazu ziemnego oraz 2 mln ton węgla, co przełożyłoby się na spadek emisji o ok. 21 mln ton CO₂.

Choć proces ten pozwoli zaoszczędzić jedną trzecią energii pierwotnej w przemyśle przetwórczym, doprowadzi jednocześnie do podwojenia zapotrzebowania tego sektora na prąd. Dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) oznacza to potężne wyzwanie: konieczność dostarczenia dodatkowych 57 TWh energii przy średnim wzroście zapotrzebowania na moc o 9,6 GW.

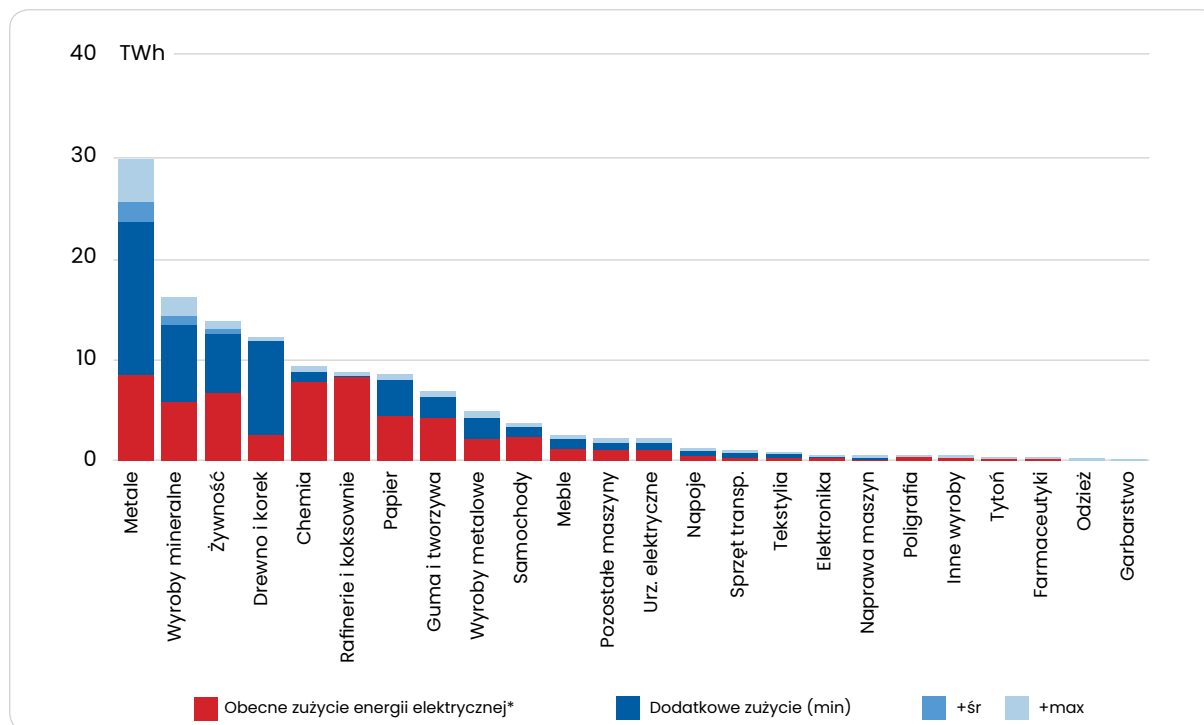
86 Forum Energii 2026, *Modernizacja albo marginalizacja. Jak elektryfikacja przemysłu może zapewnić Polsce bezpieczeństwo, konkurencyjność i wzrost gospodarczy?*

Rys. 18. Potencjał elektryfikacji ciepła dostępnymi technologiami w podziale na branżę.

Źródło: Forum Energii

Rys. 19. Potencjał redukcji zużycia gazu ziemnego w podziale na branżę i technologię elektryfikacyjną.

Źródło: Forum Energii

Rys. 20. Wpływ elektryfikacji na zużycie energii elektrycznej w poszczególnych branżach.**Źródło:** Forum Energii

Największy potencjał redukcji zużycia gazu ziemnego drzemie w następujących branżach:

- Przemysł spożywczy: potencjał redukcji o 888 mln m³ gazu rocznie (głównie poprzez pompy ciepła).
- Produkcja metali: potencjał redukcji o 567 mln m³ (poprzez piece indukcyjne i łukowe).
- Wyroby mineralne (np. szkło, ceramika): potencjał redukcji o 367 mln m³ (ogrzewanie oporowe).
- Przemysł papierniczy: potencjał redukcji o 254 mln m³.

Autorzy opracowania warunkują sukces procesu elektryfikacji przemysłu zmianą relacji cen energii elektrycznej do gazu kopalnego oraz zapewnienie dostępu do taniej, niskoemisyjnej energii z OZE i atomu, aby proces ten był ekonomicznie uzasadniony dla przedsiębiorstw. Obecnie obserwujemy wysoką zmienność cen energii elektrycznej na rynkach charakteryzujących się wysokim udziałem źródeł odnawialnych. O ile fluktuacje cen paliw kopalnych – determinowane przez zależność od importu oraz uwarunkowania geopolityczne – stały się już zjawiskiem powszechnym, o tyle dynamika rynków OZE stanowi nowe wyzwanie. W związku z tym, poszukiwane są dalekowzroczne rozwiązania pozwalające na funkcjonowanie w „stabilnie niestabilnych” warunkach i uniezależnianie się od zewnętrznych dostawców surowców i technologii. Rozwiązania problemów transformacji energetycznej Komisja Europejska upatruje również w najnowszym EAP, który rozwija założenia Clean Industrial Deal⁸⁷ i Affordable Energy Action Plan⁸⁸. Głównym celem strategii jest uzyskanie 46% energii elektrycznej w koń-

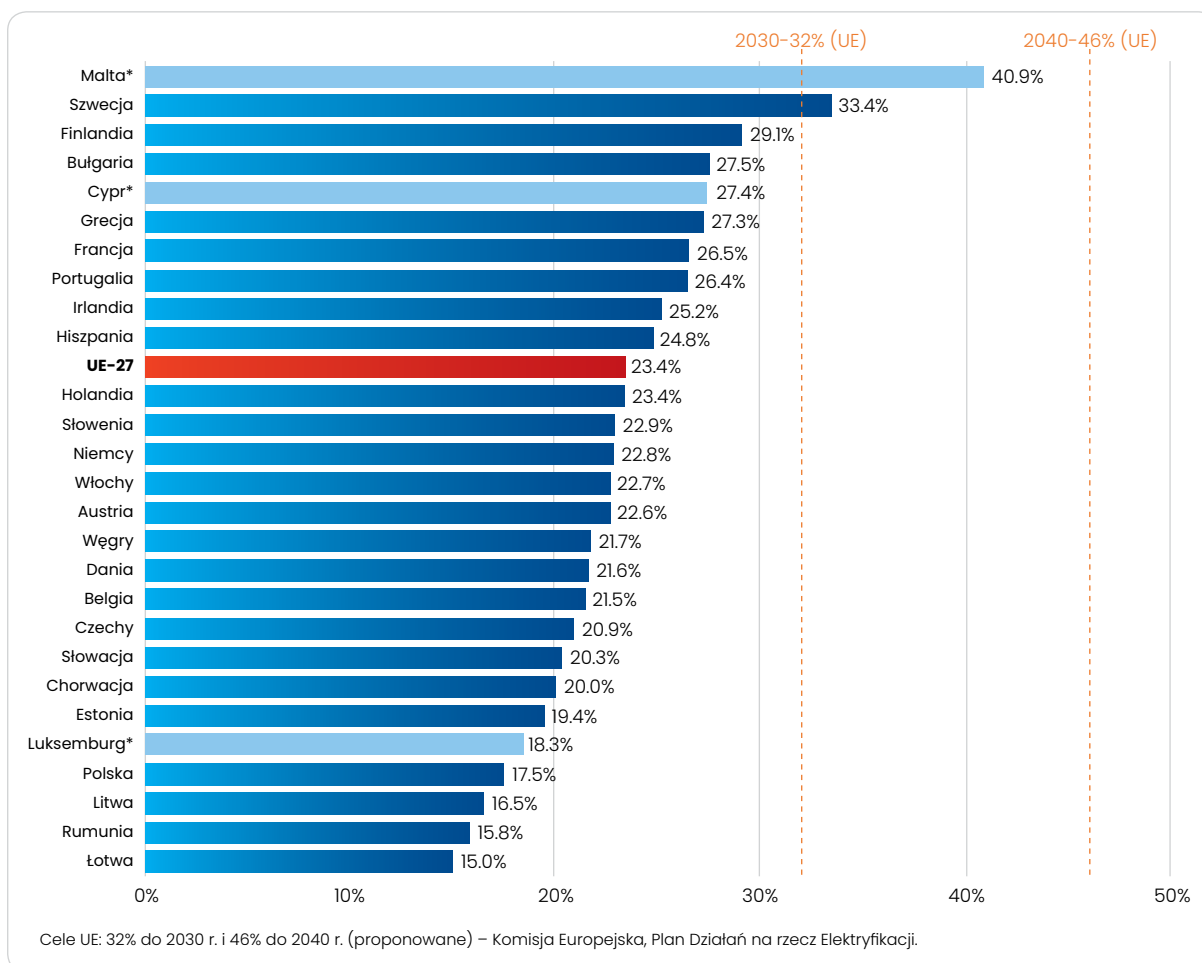
87 Komisja Europejska, 2026, Clean Industrial Deal [dostęp: 25.08.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/strategy/affordable-energy_enhttps://commission.europa.eu/topics/competitiveness/clean-industrial-deal_en].

88 Komisja Europejska, 2025, Affordable Energy Action Plan.

cowym zużyciu energii w UE do 2040 r. (obecnie to ok. 23%). Dokument zakłada również niemal czterokrotny wzrost mocy w magazynach energii, przyspieszenie instalacji pomp ciepła oraz dalszą elektryfikację transportu, także ciężarowego i promowego. KE zakłada reformę opłat sieciowych, eliminację podatków dyskryminujących prąd oraz stopniowe wycofywanie dotacji do paliw kopalnych, aby zwiększyć konkurencyjność technologii elektryfikacji względem wykorzystywania kopalin.

Tymczasem polski KPEiK zakłada w wersji WAM elektryfikację na poziomie 20,3% w 2030 r. i 26,3% w 2040 r., będąc obecnie jedną z najmniej zelektryfikowanych unijnych gospodarek.

Rys. 21. Obecny stopień elektryfikacji gospodarek UE w odniesieniu do celów dokumentu EAP 2026.



Źródło: Klimadashboard, How fast is the EU electrifying?, na podstawie danych Eurostat

W scenariuszach referencyjnych KPEiK oraz Planu Rozwoju PSE na lata 2025–2034 poziom elektryfikacji ciepła przemysłowego utrzymuje się na poziomie konserwatywnym. Wykorzystane w raporcie analizy: Fraunhofer ISI⁸⁹, Agora Industry⁹⁰ oraz MAE 2024⁹¹ wskazują, że pełna realizacja potencjału technicznego elektryfikacji wraz z poprawą efektywności energetycznej obniżyłaby zapotrzebowanie na gaz w przemyśle polskim o ok. 20–40% do 2040 r. względem ścieżek referencyjnych.

Zdecydowane przyspieszenie elektryfikacji jest obecnie możliwe przede wszystkim w przemyśle, transporcie i ogrzewnictwie. Może być to rozwiązaniem zwiększającym efektywność energetyczną tych procesów i konkurencyjność, ale przede wszystkim odporność na skoki cenowe i zależność od importu paliw. Konieczne jest do tego wzmacnianie produkcji energii na terenie kraju z polskich surowców i źródeł rozproszonych. Upowszechnianie elektryfikacji skutkuje jednak przede wszystkim ogromnym zapotrzebowaniem i wzrostem zużycia energii elektrycznej. W przypadku polskiego systemu energetycznego, dynamiczny wzrost zużycia prądu na poziomie przemysłowym, jak i indywidualnym, jest wyzwaniem również ze względu na roczne i dobowe profile popytu i podaży energii elektrycznej. Z kolei przyrost pogodozależnych źródeł w nieprzystosowanym do ich pracy KSE, skutkuje coraz większą „klęską urodzaju” w postaci niemożności skonsumowania, a nawet transgranicznej sprzedaży, nadwyżek zielonej energii, a także ujemnymi cenami energii elektrycznej. To rodzi zagrożenie dla pracy systemu i coraz częstszą konieczność redysponowania poprzez przymusowe wyłączenia niektórych źródeł – głównie z farm wiatrowych i nieprosumenckiej fotowoltaiki. W całym 2025 r. nierynkowemu redysponowaniu poddano 1,4 TWh energii z OZE, ponad dwukrotnie więcej niż rok wcześniej⁹².

Rozwój energetyki odnawialnej, skutkujący okresowymi nadwyżkami zielonej energii, powinien iść zatem w parze ze zwiększaniem elastyczności pracy systemu energetycznego. To z kolei wymaga inwestycji w źródła bilansujące, magazyny ciepła i energii (BEES oraz hybrydy OZE+BESS), a także pracę nad poprawą efektywności energetycznej, m.in. poprzez wdrożenie inteligentnego opomiarowania (w Polsce trwa wymiana liczników do 2031 r.⁹³) oraz modernizację i cyfryzację sieci dystrybucyjnych, umożliwiając aktywne zarządzanie popytem.

Temat rozwoju magazynowania energii i ciepła oraz zarządzania elastycznością nie znalazł się jeszcze na agendzie rządowej polityki energetycznej, niemniej w załącznikach do KPEiK pojawiają się prognozy zakładające wzrost mocy magazynów energii do 5,9 GW w 2030 r. i 19,1 GW w 2040 r. W przypadku magazynów ciepła w ciepłownictwie systemowym mowa jest odpowiednio o 124 GWh i 576 GWh pojemności. Z kolei PSE wdrażają wymagania dla technologii grid-forming (GFM). Magazyny nie mają tylko przesuwąć energii w czasie, ale aktywnie kształtować parametry sieci i reagować na awarie. Jest to część realizacji Strategii

89 Fraunhofer ISI, 2024, *Direct Electrification of Industrial Process Heat. An Assessment of Technologies, Potentials and Future Prospects for the EU*.

90 Agora Industry, 2023, *The Business Case for Electrifying Industrial Heat*.

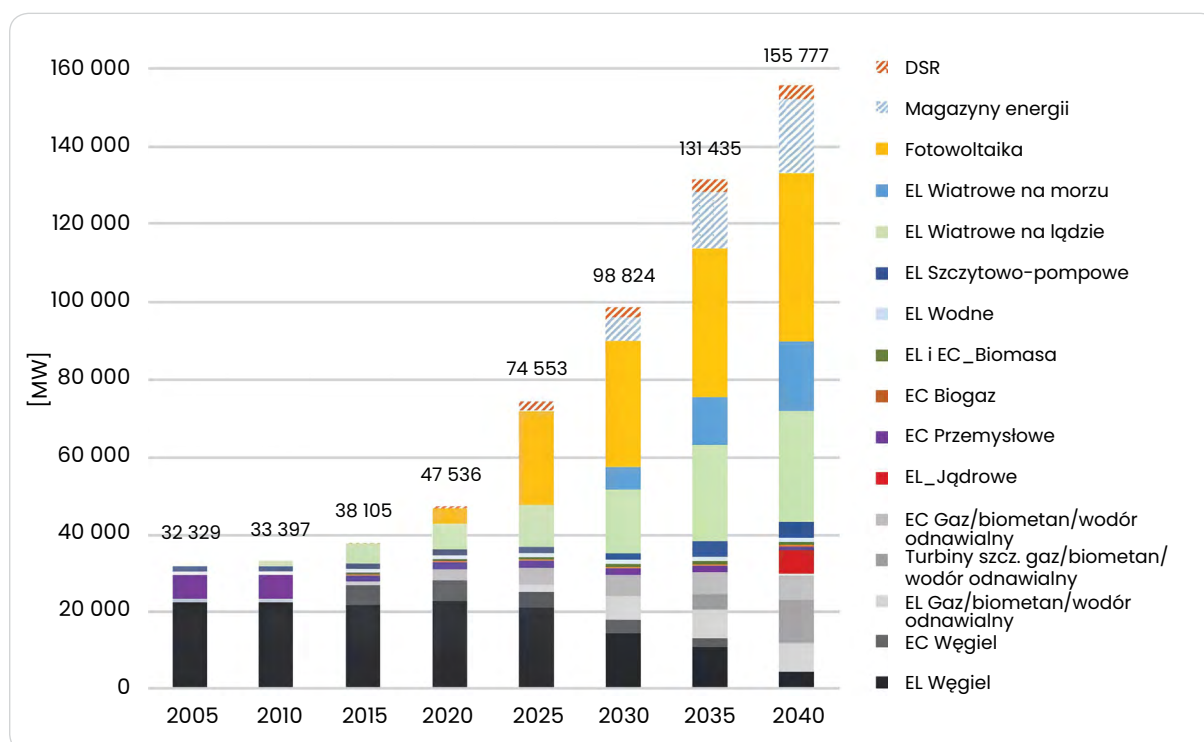
91 MAE, 2024, *World Energy Outlook 2024*.

92 Forum Energii, 2026, *Transformacja energetyczna w Polsce. Rocznik 2026* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.forum-energii.eu/transformacja-energetyczna-w-polsce-edycja-2026>].

93 Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne.

PSE do 2040 r.⁹⁴ Opracowanie sztywnych standardów dla magazynów oraz tworzenie rynku usług bilansujących jest konieczne do dalszego rozwoju systemu, w coraz większej mierze opierającego się na energii odnawialnej – nie powinno to stanowić dodatkowych kryteriów, a wymóg udziału w rynku. Wraz z wycofywaniem źródeł kopalnych, z systemu znikają generatory synchroniczne, które wspierały stabilność sieci poprzez m.in. zapewnianie inercji, prądów zwarciovych i możliwości regulowania napięcia, co jest kluczowe podczas awarii lub gwałtownych zmian w produkcji i zapotrzebowaniu.

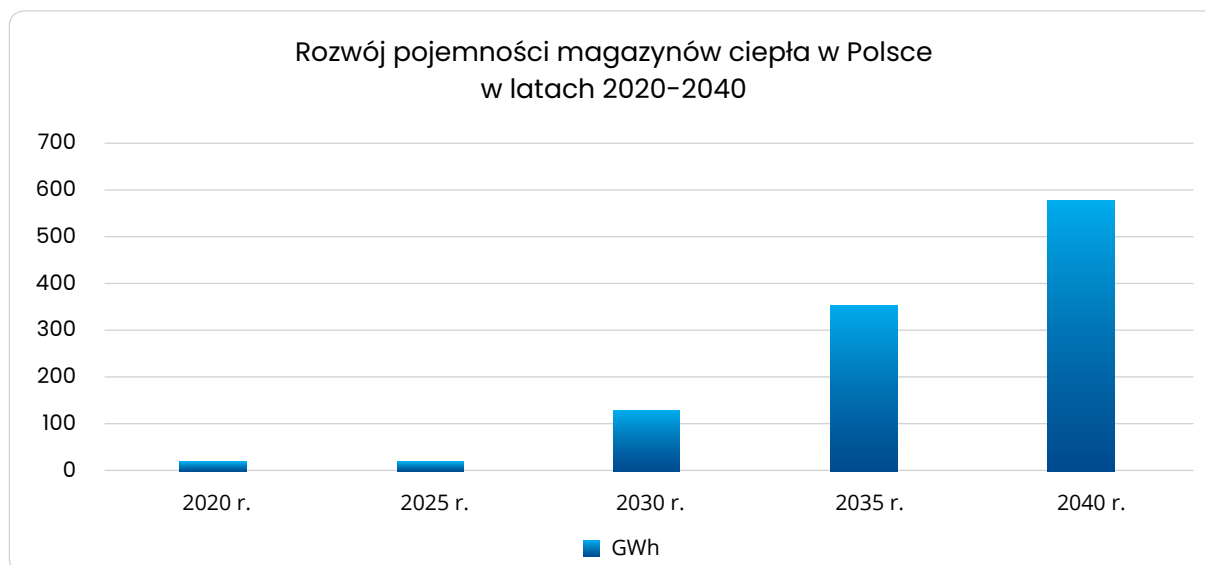
Rys. 22. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW], według scenariusza WAM.



Źródło: KPEiK, scenariusz WAM

94 PSE, 2026, *PSE rozpoczynają prace nad kształtowaniem parametrów sieci przez magazyny energii elektrycznej*: [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.pse.pl/-/pse-rozpoczynaja-prace-nad-ksztaltowaniem-parametrow-sieci-przez-magazyny-energii-elektrycznej>].

Rys. 23. Rozwój pojemności magazynów ciepła w Polsce w ciepłownictwie systemowym w latach 2020–2040.



Źródło: KPEiK, scenariusz WAM

W aukcjach rynku mocy na 2030 r.⁹⁵ pojawiły się magazyny energii, w publicznych danych klasyfikowanych jako część grupy “nowych jednostek rynku mocy wytwórczych”. Szczegółowe dane z rynku mocy nie są publiczne, a dostępne dane o mocy zainstalowanej w KSE różnią się w zależności od źródła, co podlega dyskusji na temat przejrzystości informacji chociażby w związku z wykorzystywanymi środkami publicznymi, dzięki którym funkcjonują⁹⁶. Według Forum Energii, w latach 2028–2030 przybędzie ok. 5,1 GW obowiązków mocowych dla bateryjnych magazynów energii elektrycznej, czyli 11,3 GW mocy osiągalnej⁹⁷. Świadczą o tym również plany (częściowo już realizowane) polskich koncernów energetycznych, a także pojawiające się nowe możliwości finansowania projektów.

3.3. Integracja ciepłownictwa z systemem elektroenergetycznym: magazynowanie energii i ciepła

Integracja ciepłownictwa z systemem elektroenergetycznym to jeden z kluczowych kierunków transformacji sektora. Tradycyjny model, w którym oba systemy funkcjonowały niezależnie, ustępuje miejsca ścisłej współpracy wymuszonej przez rosnący udział zmiennych źródeł OZE. Nowoczesne ciepłownictwo, dzięki zdolności do magazynowania energii oraz elastycznemu zarządzaniu jej produkcją i zużyciem, staje się aktywnym elementem bilansowania sieci. Pozwala to nie tylko zwiększyć efektywność całego systemu, ale także realnie zredukować emisje.

95 URE, *Prezes URE ogłasza ostateczne wyniki aukcji głównej rynku mocy na dostawy w 2030 r.* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogólne/aktualności/13031,Prezes-URE-ogłasza-ostateczne-wyniki-aukcji-główniej-rynku-mocy-na-dostawy-w-2030.html>].

96 Fundacja InStrat, 2026, *Ile i jakich mocy mamy zainstalowanych w systemie?* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://instrat.pl/rynek-mocy-apel-2026/>].

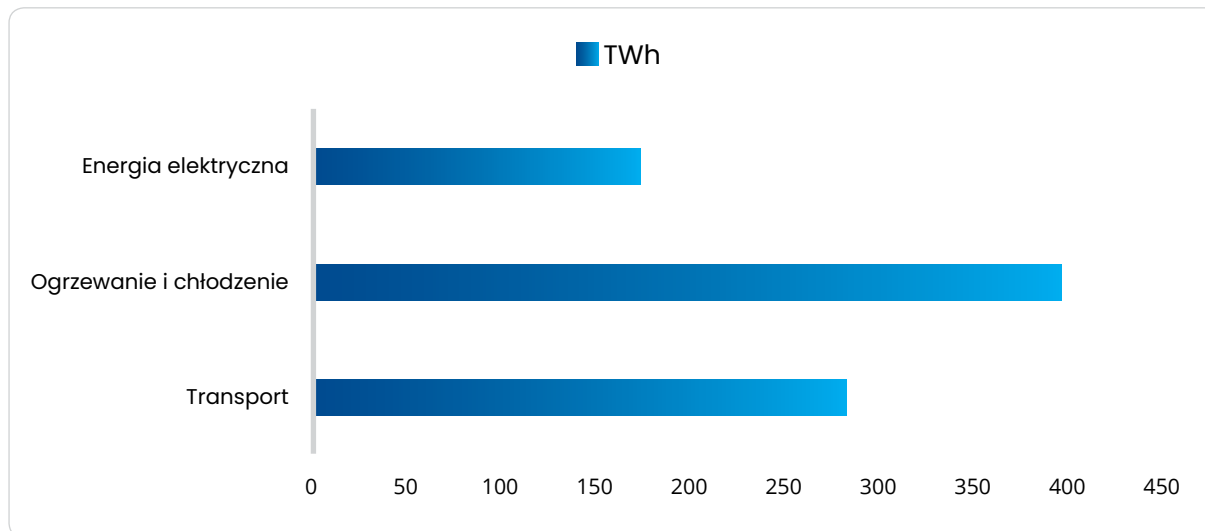
97 Forum Energii, 2026, *Moce za wszelką cenę? Co osiągnęła Polska przez 10 lat pracy nad rynkiem mocy.* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.forum-energii.eu/moce-za-wszelka-cene>].

Głównym mechanizmem tych zmian jest elektryfikacja produkcji ciepła. Polega ona na zastępowaniu paliw kopalnych technologiami wykorzystującymi energię elektryczną, takimi jak pompy ciepła czy kotły elektrodowe. Proces ten pozwala na efektywne zagospodarowanie nadwyżek energii odnawialnej, które w przeciwnym razie musiałyby zostać ograniczone. W praktyce nadmiarowa energia z OZE jest przetwarzana na ciepło i dostarczana do odbiorców lub gromadzona w magazynach ciepła, co optymalizuje pracę całego systemu.

Skuteczność tej integracji zależy jednak od kilku kluczowych czynników. Należą do nich, znów, dostępność taniej energii z OZE, modernizacja systemów ciepłowniczych w celu umożliwienia im pracy w niższych temperaturach oraz postęp technologiczny w łączeniu obu sektorów. Takie podejście pozwala na trwałe zwiększenie udziału zielonej energii w gospodarce przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła.

Za wykorzystaniem tych potencjałów przemawia coraz większy udział niskich cen energii elektrycznej, która na kilku rynkach europejskich bywa niższa od cen gazu nawet w 40% czasu, uwzględniając koszty CO₂ i przesyłu⁹⁸. Magazynowanie energii cieplnej (TES) daje firmom unikalną możliwość arbitrażu: zakupu taniej energii w szczytach produkcji i wykorzystania jej w formie ciepła w dowolnym momencie. Oddzielenie produkcji od bieżących cen rynkowych znacząco podnosi opłacalność inwestycji. W obliczu sprzyjających trendów, wczesna adaptacja technologii TES staje się dla przemysłu nie tylko krokiem w stronę dekarbonizacji, ale przede wszystkim strategiczną decyzją biznesową. Analitycy przewidują, że warunki rynkowe mogą w nadchodzących latach być coraz bardziej korzystne dla elektryfikacji cieplnej.

Rys. 24. Końcowe zużycie energii brutto w Polsce w roku 2024 według sektorów [TWh].



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu i GUS (SHARES), dane dla Polski 2024.

98 McKinsey&Company 2026, *Industrial heat electrification in Europe: New business models emerge*: [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/blog/industrial-heat-electrification-in-europe-new-business-models-emerge>].

Również w Polsce od kilku lat podejmowany jest temat łączenia sektorów i magazynowaniu ciepła jako kluczu do stabilizacji systemu energetycznego i efektywnego wykorzystania nadwyżek energii z OZE⁹⁹. Szczególne znaczenie mogą mieć umowy PPA między producentami OZE, a ciepłowniami komunalnymi i przemysłem. Chodzi tu przede wszystkim o elektryfikację ciepłowni komunalnych i przemysłowych, które dzięki kotłom elektrodowym i magazynom ciepła mogłyby zagospodarowywać nadwyżki zielonego prądu i dalej „oddawać” je odbiorcom jako ciepło niskotemperaturowe (CO i CWU) oraz wysokotemperaturowe, np. w postaci pary technologicznej¹⁰⁰. Mogłyby na tym zyskać ciepłownie, elektrociepłownie, ale też zakłady przemysłowe, zobowiązując się do zwiększania poboru w momentach nadwyżek energii z OZE. Kupowałyby wtedy prąd od producentów energii z OZE wraz z kosztem jej dystrybucji po niższej cenie niż cena ciepła, a ci ostatni nie marnowaliby swojego produktu. Z kolei rozpoznanie producentów z takimi kontraktami w osobnym rejestrze, mógłby zapewniać wyłączenie z nierynkowego redysponowania.

Co istotne, z powodu dotychczasowej polityki klimatycznej i towarzyszących jej systemów wsparcia, istotnym elementem transformacji ciepłownictwa, ogrzewnictwa oraz sektorów trudnych do zelektryfikowania, pozostaje biomasa. Już teraz biopaliwa stałe jak pellet odpowiadają za znaczną część produkcji energii z OZE w Polsce, stabilizując krajowy system. Wykorzystanie biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju jest niezbędne do budowy efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy jednak pamiętać o ryzykach, takich jak wysoka zależność Europy od importu pelletu¹⁰¹ (m.in. z USA i Kanady) w połączeniu z krajową polityką dopłat do kotłów doprowadziła w ostatnim sezonie do okresowych niedoborów rynkowych. Uzależnienie od zużywania pelletu na potrzeby energetyczne budzi również obawy o krajowe zasoby i przyszłość gospodarki leśnej. Wprowadzie bezpiecznik w tej kwestii stanowi zasada kaskadowego wykorzystania biomasy, pozwalająca chronić surowiec przed nadmierną eksploatacją¹⁰². Niemniej przy wysokim krajowym zapotrzebowaniu, pojawia się pytanie o źródła jego zaspokajania w dalszej perspektywie czasowej.

Analizy wskazują, że najbliższe lata będą kluczowe dla decyzji warunkujących kolejne dekady, co przy rosnącej globalnej konkurencji (a także wewnętrznej, między energetyką a przemysłem drzewnym) o surowiec oraz brak strategicznych analiz, może prowadzić do ryzykownych decyzji inwestycyjnych. Tu podobnie jak w przypadku biogazu, kluczowe pozostają kryteria zrównoważonej produkcji i hierarchizacja w zastosowaniu końcowym biopaliw stałych. Istotnym czynnikiem jest wciąż istniejący problem jakości powietrza, związanego z sezonowym ogrzewaniem.

Za szeroką elektryfikacją przemysłu przemawiają nie tylko restrykcyjne wymogi emisyjne, ale przede wszystkim dążenie do suwerenności energetycznej i uniezależnienia od ryzykownych dostaw surowców z zewnątrz. Technologia elektryczna, od silników po pompy ciepła, oferuje znacznie wyższą wydajność procesową niż jej spalinowe odpowiedniki. W efekcie stopień

99 IEO 2024, *Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://ieo.pl/raporty-i-artikuly-ieo-oze-w-polskim-cieplownictwie/1693-mapa-drogowa-rynku-magazynow-ciepła>].

100 IEO, 2026, *Elektryfikacja przemysłu z wykorzystaniem magazynów ciepła i energii elektrycznej z OZE*

101 Komentarz IPE, *Przyszłość biopaliw stałych w Polsce do 2040 r.* [dostęp: 25.08.2026 r. w: https://www.institutpe.pl/wp-content/uploads/2026/03/Komentarz_IPE-I-2026_T-Mirowski_Przyszlosc-biopaliw-w-Polsce.pdf].

102 Parlamentarny Zespół ds. Ciepłownictwa, Posiedzenie nt. „Wykorzystania potencjału biomasy w krajowym systemie energetycznym i ciepłownictwie systemowym” z 10.03.2026.

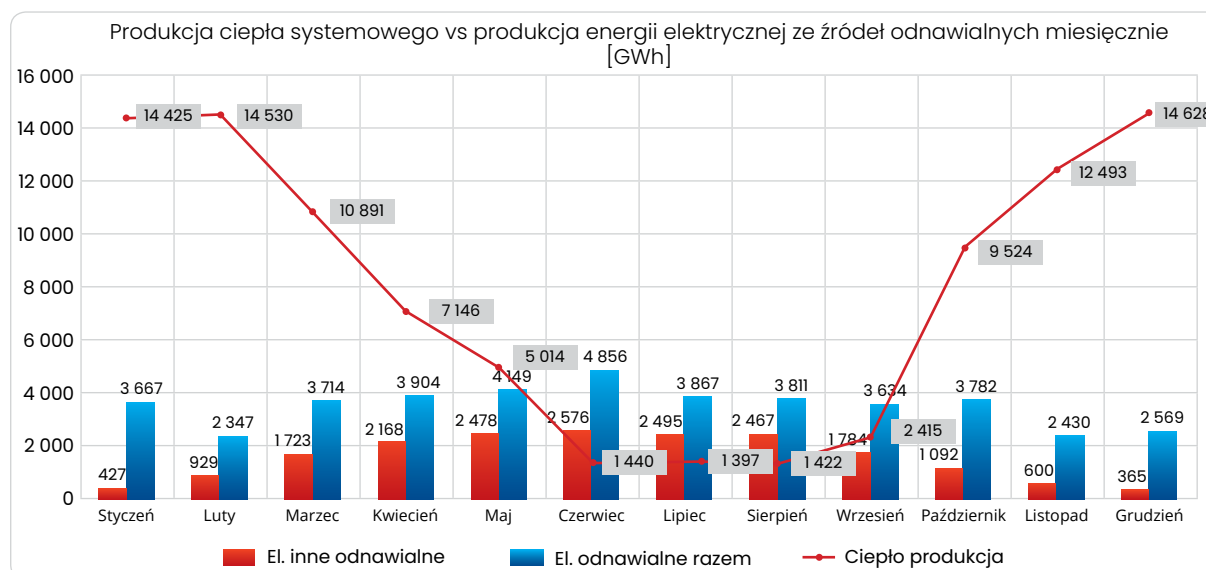
elektryfikacji staje się dziś nowym miernikiem globalnej konkurencyjności, łączącym efektywność kosztową z realizacją celów ESG i dbałością o jakość powietrza w regionach zindustrializowanych.

Mimo tych korzyści, proces ten napotyka w Polsce istotne bariery. Kluczowym hamulcem, obok wysokich nakładów inwestycyjnych, pozostają ceny energii elektrycznej oraz trudności z uzyskiwaniem warunków przyłączeniowych dla nowych instalacji i źródeł własnych. Skuteczna transformacja będzie wymagać kapitałochłonnej modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które muszą sprostać nowym profilom obciążenia. Osiągnięcie niezbędnej elastyczności systemu będzie wymagało głębokiej integracji sektorowej i zacieśnienia współpracy między różnymi gałęziami gospodarki.

Obecnie polski przemysł w niewielkim stopniu wykorzystuje potencjał OZE, opierając swoją strategię głównie na doraźnych rozwiązaniach regulacyjnych. Zamiast inwestycji systemowych, uwaga sektora koncentruje się na walce o dopłaty, ulgi w opłacie mocowej czy ograniczanie obciążeń wynikających z systemu ETS. Tymczasem to głęboka elektryfikacja w miarę postępu transformacji mogłaby stać się trwałym fundamentem konkurencyjności i odporności, wykraczającym poza samą redukcję kosztów paliw.

Z uwagi na uwarunkowania klimatyczne i geograficzne, polska ścieżka elektryfikacji musi wiązać się ze wzmacnianiem elastyczności pracy systemu poprzez inwestycje w wielkoskalowe magazyny energii i zapewnianie stabilności właściwym wolumenem źródeł m.in. gazowych. Konieczna jest również weryfikacja udziału poszczególnych źródeł odnawialnych w produkcji energii – zimą, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest największe, nie można opierać się na dominującej obecnie fotowoltaice. Poprawa warunków inwestowania w energetykę wiatrową i biometan/biogaz mogłaby urealnić te rozwiązania.

Rys. 25. Analiza miesięcznych rozkładów produkcji ciepła systemowego w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej z OZE na podstawie danych URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2025” i Raportów za rok 2025 PSE.



Źródło: Niestępska M. „Postulaty dotyczące elektryfikacji ciepłownictwa opierają się na założeniu wykorzystaniu nadmiaru energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii (...)” LinkedIn [dostęp 12.08.2026 r. w: <https://lnkd.in/p/duswDkNw>]

3.4. Wspieranie elastyczności systemu, rozwój sieci i połączenia międzynarodowe

Wraz z rosnącą integracją sektorów rośnie znaczenie zarządzania popytem (zapotrzebowaniem na moc), a także znaczenie elastyczności systemu energetycznego. Dzięki zastosowaniu magazynów energii i ciepła oraz możliwości sterowania ich produkcją, może aktywnie reagować na sygnały z rynku energii elektrycznej i wspierać elastyczność systemu elektroenergetycznego. Transformacja energetyki i integracja nowych procesów prowadzą do istotnych zmian w sposobie funkcjonowania systemu i sieci elektroenergetycznych. Z jednej strony elektryfikacja zwiększa zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną, co może prowadzić do wzrostu obciążenia sieci elektroenergetycznej, szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną oraz ciepłą w obydwu systemach. Z drugiej strony rozwój technologii Power to X oraz magazynowania ciepła pozwalają na bardziej równomierne wykorzystanie energii elektrycznej w czasie.

Możliwości w zakresie elastycznej współpracy ciepłownictwa z systemem elektroenergetycznym pozwalają z jednej strony na wspieranie bilansowania systemu elektroenergetycznego, a z drugiej na wspieranie zarządzania ograniczeniami sieciowymi i unikaniem przeciążeń sieci elektroenergetycznej w obszarach z okresowymi nadwyżkami generacji mocy elektrycznej przez OZE¹⁰³.

Modernizacja polskich sieci to jedna z najpoważniejszych inwestycji nadchodzących dekad, szacowana na setki miliardów złotych. PSE zainwestują głównie w budowę strategicznej linii północ-południe w związku z przesyłem energii z morskich farm wiatrowych i elektrowni jądrowej oraz integrację przyłączy odnawialnych źródeł energii (64 mld złotych)¹⁰⁴. Z kolei operatorzy sieci dystrybucyjnych planują wydatki rzędu ponad 130 mld złotych w związku z cyfryzacją, zwiększaniem mocy przyłączeniowych dla fotowoltaiki i pomp ciepła i modernizacją starych instalacji¹⁰⁵. Modernizacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych to nie tylko wymóg adaptacji do współczesnych technologii, ale przede wszystkim konieczność – z uwagi na wiek infrastruktury, która w znacznej części zbliża się do kresu swojej żywotności.

Rosnące zapotrzebowanie na prąd oraz zmieniający się profil produkcji energii sprawił, że sieci elektroenergetyczne przestały być traktowane jako infrastruktura przesyłowa, a stały się głównym warunkiem powodzenia transformacji. Nowy model energetyki wymusza modernizację sieci krajowych, ale również myślenie o międzynarodowej wymianie energii. Kluczowe w tym procesie jest działanie interkonektorów, które mają pomóc optymalizować ceny energii dla konsumentów (transgraniczny handel energią) i wspierać bezpieczeństwo energetyczne w przypadku awarii technicznych lub sytuacji kryzysowych. Połączenia mogą również zmniejszać marnowanie energii poprzez przesył jej nadwyżek.

Wg ENTSO-E¹⁰⁶ zagregowana planowana przepustowość interkonektorów Polski na granicach z Niemcami, Litwą, Słowacją i Czechami w 2030 r. pozostaje poniżej średniego wskaźni-

103 K. Moskwik, 2026, Rewolucja w ciepłownictwie. Jak zazielenić sektor zdominowany przez węgiel?

104 PSE, 2025, Projekt nowego planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034 uzgodniony: [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>].

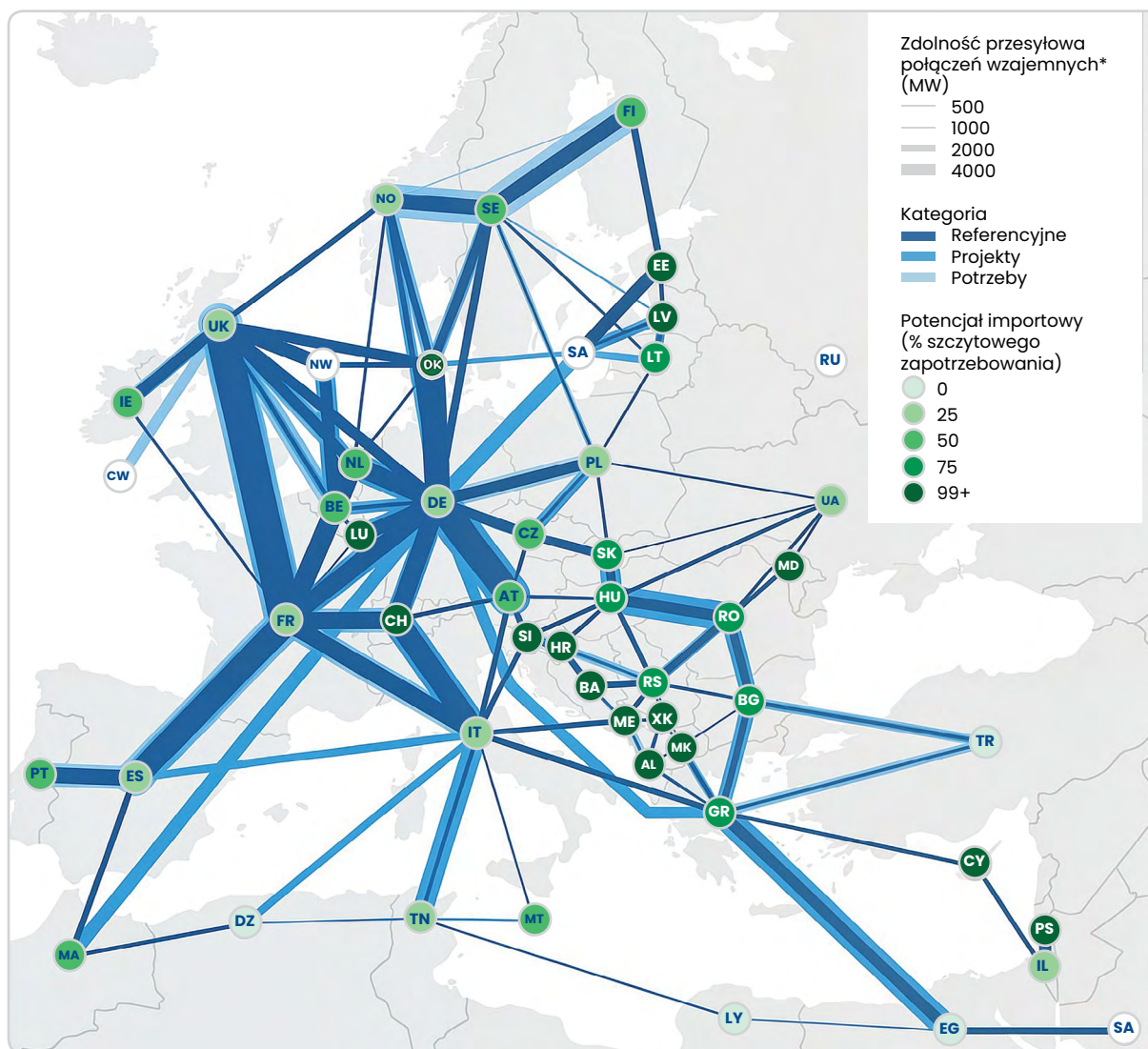
105 Urząd Regulacji Energetyki, *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*

106 ENTSO-E, 2024, *Ten-Year Network Development Plan*.

ka przepustowości do szczytowego popytu w UE. Raport ACER¹⁰⁷ wskazuje, że niedostateczna integracja rynków energii elektrycznej w regionie Europy Środkowo-Wschodniej pozostaje jednym z głównych źródeł zatłoczeń międzystrefowych i izolacji cenowej energii.

Mapa europejskiej infrastruktury elektroenergetycznej ujawnia wyraźny podział na osi Wschód–Zachód. Na tle dynamicznych zmian w Europie, region Europy Środkowo-Wschodniej z Polską na czele wypada skromnie pod względem rozbudowy sieci. Choć Polska jest piątym co do wielkości rynkiem energii w UE, jej plany nie zakładają wystarczającego zwiększenia przepustowości interkonektorów. To z kolei, przy rosnącym zapotrzebowaniu na moc, ogranicza elastyczność systemu i utrudnia pełną integrację z rynkiem unijnym¹⁰⁸.

Rys. 26. Projektowane moce transgranicznego przesyłu energii elektrycznej w MW (2040).



Źródło: Ember

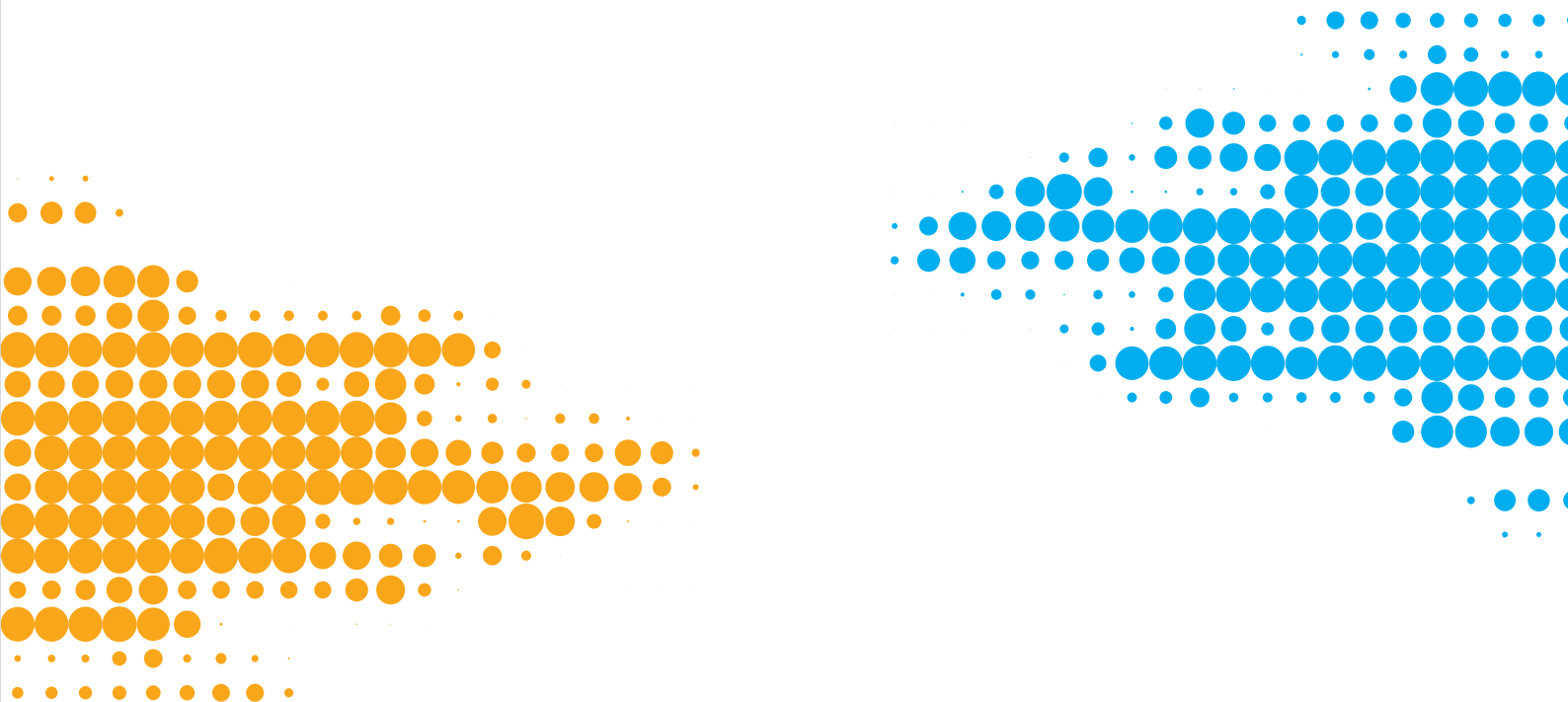
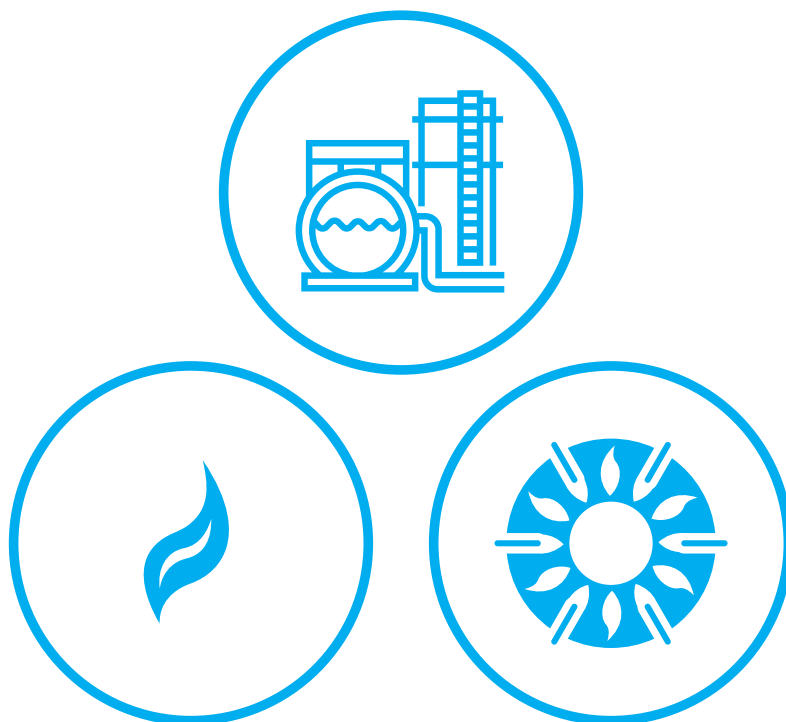
¹⁰⁷ ACER, 2025, *Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU. 2025 Monitoring Report*.

¹⁰⁸ Ember 2025, *New lines of defence: how interconnectors keep the lights on* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://ember-energy.org/latest-insights/new-lines-of-defence-how-interconnectors-keep-the-lights-on/>].

Wdrażany obecnie pakiet na rzecz rozwoju sieci elektroenergetycznych¹⁰⁹ ma nie tylko zwiększyć przesył, ale też chronić infrastrukturę krytyczną. Jest to kluczowe dla odporności Europy na awarie (jak blackout na Półwyspie Iberyjskim w 2025 r.) oraz zagrożenia geopolityczne. Choć unijne moce przesyłowe mogą do 2040 r. wzrosnąć nawet trzykrotnie, polskie plany pomijają kluczowe inwestycje. Dzieje się to mimo incydentów na granicy stabilności sieci i ryzyka sabotażu. Szansą na przełamanie impasu jest zaangażowanie w projekty regionalne, takie jak Baltic Energy Hub czy wschodnioeuropejska autostrada przesyłowa. Pozwoliłyby one zabezpieczyć region przed Rosją oraz zintegrować systemy Ukrainy, Mołdawii i Bałkanów Zachodnich z krajami Unii Europejskiej¹¹⁰.

109 Komisja Europejska 2025, *European Grid Package* [dostęp: 25.08.2026 r. w: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14672-European-grid-package_en].

110 Eurelectric 2024, *Grids for Speed. Raport*.



3.5. Ocena wdrożenia rozwiązań ograniczających zapotrzebowanie na gaz w Polsce w odniesieniu do charakterystyki funkcjonowania infrastruktury gazu ziemnego

Technologia/paliwo	Okres wdrożenia	Koszty
Infrastruktura gazu ziemnego (modernizacja sieci, FSRU, nowe bloki gazowe)	Sieć: proces ciągły. FSRU-1 w Gdańsku: część lądowa gotowa w 2026 r., jednostka na miejscu w IV kw. 2027 r., uruchomienie terminala w 2028 r.; FSRU-2 warunkowany wynikiem procedury open season. Blok CCGT: 4–6 lat od FID, wąskie gardło to sloty na turbiny (moce OEM wyprzedane do 2030 r., rezerwacje obejmują już rok 2031, ceny turbin gwałtownie rosną).	CAPEX 5–6 mln złotych/MW. Wysoki i zmienny OPEX : gaz + EU ETS. Szacowany koszt 13 nowych bloków gazowych o łącznej mocy ok. 7 GW: 35–40 mld złotych do 2030 r. Modernizacja i rozwój sieci gazowej: – dystrybucja PSG ok. 3,1 mld złotych rocznie – przesył: GAZ-SYSTEM w latach 2026–2028 zamierza przeznaczyć około 6 mld złotych na inwestycje, (jeszcze większe koszty przy modernizacji sieci do przesyłu wodoru).
Biometan	2–5 lat na pojedynczą instalację, wpływ systemowy dopiero po 2030 r.	Koszt produkcji 2–3x powyżej ceny gazu ziemnego (rząd 250–450 złotych/MWh). Wysoki CAPEX jednostkowy przy małej skali.
Wodór	Pilotaże do 2030 r., zastosowanie na skalę po 2035 r.	Bardzo wysokie. Elektrolizer ok. 2000–2200 euro/kW dla systemu 100 MW (European Hydrogen Observatory, 2025), zielony H ₂ 5–9 euro/kg, sprawność łańcucha power-to-H ₂ -to-power 30–40%.
Elektryfikacja przemysłu/elektroenergetyki/ciepłownictwa	Proces ciągły, kumulacja efektów w latach 2027–2035.	Umiarkowany CAPEX (kocioł elektrodowy ok. 150 euro/kW, wielkoskalowa pompa ciepła 800–1200 euro/kWt). O opłacalności decyduje spread cen gaz/energia oraz udział opłat sieciowych i paropodatków w cenie końcowej.
Magazynowanie energii i ciepła	12–24 miesiące (BESS), 24–36 miesięcy dla dużych akumulatorów ciepła (EC Żerań: budowa w latach 2025–2027). Najkrótszy cykl z całej listy.	BESS ok. 1–1,7 mln złotych/MWh pojemności, trend spadkowy. Magazyn ciepła rzędu 30–50 złotych/kWh (EC Żerań: 112,5 mln PLN na ok. 3,5 GWh pojemności), marginalny wobec CAPEX źródła.
Rozwój sieci elektroenergetycznych i rozwój połączeń międzynarodowych	3–5 lat w dystrybucji, 7–12 lat dla linii NN i nowych transgranicznych.	Bardzo wysokie w ujęciu bezwzględnym. Plany PSE to ponad 64 mld złotych w PRSP 2025–2034, plany rozwoju OSD ok. 72 mld złotych na lata 2023–2028 – łącznie ponad 130 mld złotych, w przeważającej części przenoszone na taryfę, częściowo współfinansowane z KPO i FENIKS.

Wykonalność	Ekspozycja na ryzyko	Komentarz:
Wysoka. Dojrzała technologia, znany łańcuch dostaw, ograniczenie po stronie producentów turbin i przyłączy gazowych.	Wysoka. Cena gazu (geopolityka), rosnąca cena CO ₂ , zaostrzenie warunków pomocy publicznej dla paliw kopalnych i skracanie horyzontu umów mocowych (sam limit 550 g/kWh nie wyklucza CCGT, który emituje ok. 330-380 g CO ₂ /kWh; od 2029 r. wygasa derogacja dla jednostek węglowych), ryzyko stranded assets po 2040 r.	<i>Rola pomostowa i regulacyjna, nie bazowa. Uzasadniona przy niskim wykorzystaniu mocy (peaking, rezerwa) i przy zastępowaniu węgla w ciepłe systemowym. Przy spadającym popycie na gaz istnieje ryzyko przekontraktowania mocy regazyfikacyjnych.</i>
Średnia. Potencjał surowcowy duży (potencjał techniczny ok. 8 mld m ³ , wdrożeniowy ok. 4,7 mld m ³ /rok wg KPEiK), realny do 2030 r. rzędu 0,3-0,5 mld m ³ – pierwsze biometanownie z zatłaczaniem do sieci uruchomiono dopiero w 2025 r. Bariery: rozproszenie substratu, przyłączenia do OSD, procedury i akceptacja lokalna.	Średnia. Kształt systemu wsparcia, gwarancje pochodzenia, konkurencja o substrat z biogazem rolniczym i energetyką.	<i>Jedyne paliwo odnawialne wchodzące do istniejącej infrastruktury bez modyfikacji. Najtańszy sposób obniżenia śladu sieci gazowej, ale skala ogranicza wkład do kilku procent krajowego zużycia. Sensowny jako uzupełnienie, nie jako filar.</i>
Niska w horyzoncie dekady. Brak popytu bazowego, brak sieci dedykowanej, magazynowanie kawerno wymaga kilkunastu lat przygotowań.	Bardzo wysoka. Ryzyko popytowe, regulacyjne (kryteria RFNBO), technologiczne. W latach 2024-2026 seria anulowanych FID w UE.	<i>Ma sens wyłącznie tam, gdzie brak alternatywy: rafinerie, amoniak, stal, transport ciężki i lotnictwo. W ciepłe i transporcie lekkim przegrywa z elektryfikacją. Deklarację „H2-ready” w CCGT traktować jako opcję, nie jako zobowiązanie inwestycyjne.</i>
Wysoka technicznie, ograniczona ekonomicznie. Realne bariery to warunki przyłączenia i struktura taryf, nie technologia.	Średnia. Ryzyko cenowe energii, ryzyko odmowy przyłączenia, efekt emisyjny zależny od miksu KSE.	<i>Najsukuteczniejszy wektor redukcji na jednostkę energii końcowej (COP 2,5-3,5 w ciepłownictwie systemowym oznacza mnożnik efektu, którego paliwa nie mają). Warunek powodzenia: zdjęcie obciążeń pozacenowych z energii elektrycznej, taryfy dynamiczne i sprawne przyłączanie odbioru.</i>
Wysoka. Krótki cykl budowy, dostępne warunki przyłączenia, ugruntowany model przychodowy oparty na rynku mocy.	Niska do średniej. Ryzyko przychodowe: kanibalizacja spreadów przy nasyceniu rynku, zależność od stabilności rynku mocy i usług systemowych.	<i>Najlepszy stosunek efektu do czasu wdrożenia w perspektywie do 2030 r. W ciepłe akumulator odspaja pracę kogeneracji od profilu odbioru i pozwala zarabiać na rynku bilansującym, co poprawia rentowność jednostek gazowych.</i>
Średnia. Technologia niekwestionowana, bariery leżą w procedurach lokalizacyjnych, prawie do gruntu i dostępności transformatorów oraz kabli (kolejki 3-5 lat).	Niska technologicznie, wysoka harmonogramowo i kosztowo. Główne ryzyko to opóźnienie, nie nietrafiona technologia.	<i>Jedyna pozycja bez ryzyka aktywów osieroconych. Konieczność modernizacji wiekowej infrastruktury OSP i OSD z uwagi na jej pogarszający się stan i nieprzystosowanie do współczesnych potrzeb. Warunek konieczny dla OZE, elektryfikacji i magazynów jednocześnie. Dziś to główne wąskie gardło systemu, opóźnienia sieciowe kasują efekty pozostałych ścieżek.</i>

Na podstawie:**Infrastruktura gazu ziemnego**

1. GAZ-SYSTEM, Uruchomienie procedury Open Season FSRU 2, komunikat prasowy, 20 marca 2026 r. (harmonogram FSRU-1, parametry i procedura FSRU-2).
2. GAZ-SYSTEM, Rekordowy rok 2025 w GAZ-SYSTEM, komunikat prasowy, 12 stycznia 2026 r. (zdolność operacyjna terminalu w I poł. 2028 r., finansowanie KPO i FEniKS).
3. GAZ-SYSTEM, Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej Gazu 2026–2035, uzgodniony przez Prezesa URE 29 października 2025 r.
4. Polska Spółka Gazownictwa, Inwestycje, psgaz.pl (Plan Inwestycyjny na 2026 r. o wartości 3 138 mln zł, z czego 2 791 mln zł na sieć gazową).
5. B. Sawicki, Gaz zamiast węgla brunatnego. Polacy zapłacą za nowy filar energetyki, „Rzeczpospolita” / „Parkiet”, 27 lutego 2026 r. (13 nowych bloków gazowych za 35–40 mld zł do 2030 r., harmonogramy i koszty jednostkowe PGE, Enei, Tauronu i Energii).
6. Utility Dive, GE Vernova gas turbine backlog climbs to 116 GW, 23 lipca 2026 r. oraz POWER Magazine, Ansaldo Returns to U.S. Gas Turbine Market as Equipment Crunch Widens Supplier Field, wrzesień 2026 r. (portfel zamówień, sprzedaż mocy produkcyjnych do 2030 r., rezerwacje na 2031 r.).
7. Wood Mackenzie za: Gas Turbine Orders 2025–26: Backlog, Price & Lead-Time Data (wzrost cen turbin o 195 proc. wobec 2019 r., ok. 600 USD/kW do końca 2027 r.; projekty na lata 2030–2031 raportują ponad 2000 USD/kW wobec 1116–1427 USD/kW dla ukończeń 2026–2027).
8. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, art. 22 (limit 550 g CO₂/kWh w mechanizmach mocowych).
9. Decyzja Komisji Europejskiej z 11 sierpnia 2025 r. w sprawie polskiego rynku mocy (derogacja od limitu emisyjnego od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2028 r.).

Biometan

10. Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., aktualizacja (potencjał techniczny 8 mld m³, wdrożeniowy 4,7 mld m³, produkcja krajowa w 2030 r. ok. 0,5 mld m³ w scenariuszu WEM i ok. 1 mld m³ w WAM).
11. NCBR, Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce (metodyka podziału na potencjał techniczny, wdrożeniowy i inwestycyjny; rozdrobnienie produkcji rolnej jako przyczyna różnicy między nimi).
12. Polska Organizacja Biometanu, Stan i perspektywy rozwoju instalacji biometanowych w Polsce (122 projekty inwestycyjne na koniec III kw. 2025 r.).
13. DISE, Uruchomienie potencjału polskiego biometanu, 2025 (potencjał inwestycyjny 3,2 mld m³/rok, hierarchizacja zastosowań końcowych).

Wodór

14. European Hydrogen Observatory, Electrolyser cost, dane za 2025 r. (CAPEX alkaliczny ok. 2 075 EUR/kW, PEM ok. 2 196 EUR/kW dla projektu 100 MW w zaawansowanym stadium; europejskie moce wytwórcze elektrolizerów 13,1 GW/rok).
15. ACER na podstawie kalkulatora LCOH European Hydrogen Observatory, październik 2025 r. (LCOH 5,8–8,8 EUR/kg w zależności od źródła energii i liczby godzin pracy).
16. JRC, Water Electrolysis and Hydrogen in the European Union, 2025 (zużycie 48–60 kWh/kg, rozpiętość CAPEX systemów).

Elektryfikacja

17. Danish Energy Agency, Technology Data for Energy Plants for Electricity and District Heating Generation, rozdz. 40 i 41

Magazynowanie energii i ciepła

18. ORLEN Termika, Największy akumulator ciepła w Europie zasili Elektrociepłownię Żerań, komunikat prasowy, wrzesień 2025 r. oraz PGNiG TERMIKA, komunikat o podpisaniu umowy

z wykonawcą (wartość 112,5 mln zł, 61 tys. m³, blisko 10 TJ, ok. 230 MWt, oddanie do eksploatacji wrzesień 2027 r.).

19. PGE, przetarg na magazyn energii w Żarnowcu, 263 MW / ponad 900 MWh (budżet zamawiającego ok. 877 mln zł, oferta konsorcjum z LG Energy Solution 1,555 mld zł).

20. BloombergNEF, benchmark CAPEX dla wielkoskalowych magazynów long-duration poza Chinami i USA (125 USD/kWh).

Rozwój sieci elektroenergetycznych

21. PSE, Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034 uzgodniony, komunikat, 2 stycznia 2025 r. (uzgodnienie przez Prezesa URE 20 grudnia 2024 r., ponad 64 mld zł do 2034 r., 4700 km torów linii 400 kV, 28 nowych i 110 zmodernizowanych stacji, linia HVDC).

22. PSE za: PSE: w tym roku operator sieci ogłosi przetargi na inwestycje o wartości 7,5 mld zł, WNP, marzec 2026 r. (plan 2027–2036 o wartości ok. 66 mld zł).

23. URE, dane o planach rozwoju OSD na lata 2023–2028 (wzrost nakładów z 42 do 72 mld zł, ponad 70 proc. wobec planów 2020–2025; łącznie z PSE ponad 130 mld zł).

24. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, URE 2022 (scenariusze nakładów, waloryzacja WACC o premię za reinwestowanie w latach 2023–2028).

25. GridReadiness, Transformer Lead Times Europe 2026 (czasy dostaw dużych transformatorów mocy: 20–32 miesiące u producentów drugiego szeregu, 48–60 miesięcy u ABB i Siemens).

3.6. Krajowe zasoby gazu ziemnego

Dr Marcin Sienkiewicz

W rozdziale pierwszym wskazano jak duży udział w zaopatrzeniu polskiego rynku posiada import. Jak już podkreślono na wstępie, globalny rynek gazu nie jest i nie będzie wolny od zagrożeń generowanych przez środowisko międzynarodowe. Należy jeszcze raz podkreślić tezę, że dla globalnego rynku gazu zagrożenia geopolityczne są uwarunkowaniem stale obecnym, choć objawiającym się ze zmieniającą się intensywnością. Bezpieczeństwo energetyczne należy więc budować nie tylko na dywersyfikacji dostaw zewnętrznych, ale w pierwszej kolejności na optymalnym zagospodarowaniu własnych zasobów oraz zabezpieczeniu infrastruktury pozwalającej na utrzymanie rezerw.

a. Konwencjonalne zasoby gazu ziemnego

Poziom krajowego wydobycie gazu ziemnego zależy przede wszystkim od zasobności oraz dostępności technicznej i ekonomicznej posiadanych zasobów geologicznych. Złóża gazu ziemnego rozsiane są w południowo-wschodnich regionach kraju w obszarze Pogórza Karpackiego i samych Karpat, gdzie występują niewielkie złoża tego surowca charakteryzujące się wysoką zawartością metanu (przekraczającą 85%) i niską zawartością azotu – gaz ziemny wysokometanowy grupy E. Znajdujące się w tym regionie złoża obejmują 23,9% rozpoznanych krajowych zasobów. Większość zidentyfikowanych złóż, obejmujących 71,8% udokumentowanych zasobów, zlokalizowana jest w zachodniej części kraju w obrębie Niżu Polskiego. Wydobytany na tym obszarze gaz charakteryzuje się podwyższoną zawartością azotu (19,5%) i obniżoną zawartością metanu (79%)^{III}. Złoża gazu ziemnego udokumentowane zostały także w obrębie polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim.

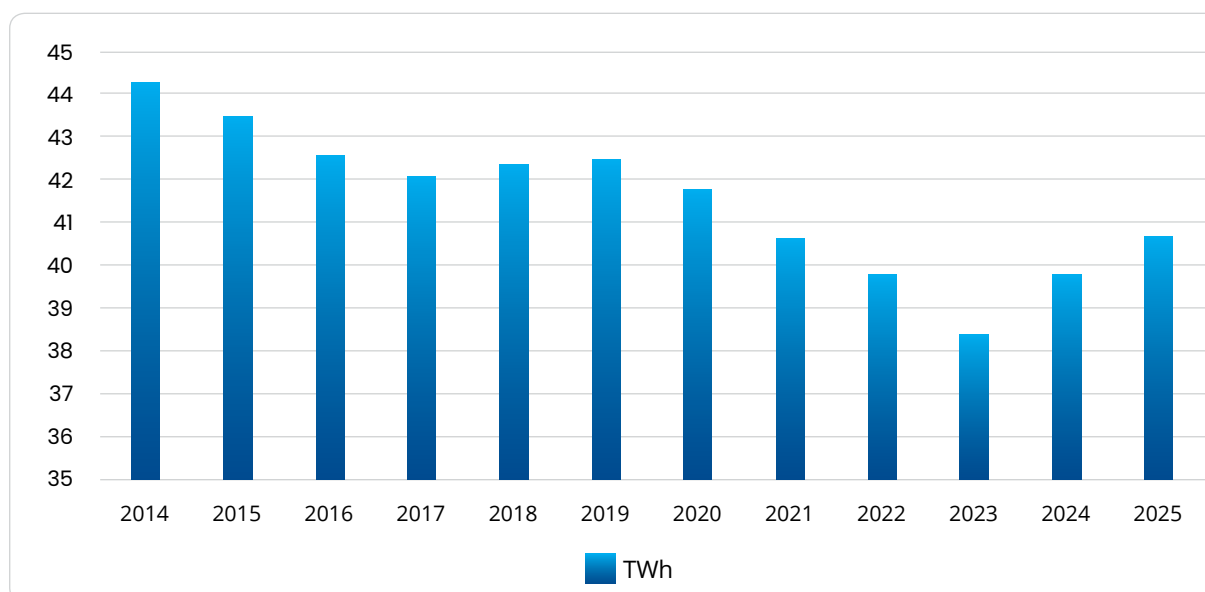
III Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2024 r.*, s. 11.

Według sporządzonego na dzień 31 grudnia 2024 r. przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (dalej PIG-PIB) „Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce”:

- stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego (razem wysokometanowego i zaazotowanego) wynosił – 152,64 mld m³,
- stan zasobów wydobywalnych zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynosił 130,41 mld m³,
- zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2024 r. wyniosły 75,49 mld m³,
- zasoby gazu w poduszkach buforowych wynoszą (przeznaczone pod podziemne magazyny gazu) 6,65 mld m³ ¹¹².

Wymienione wielkości dotyczą surowca znajdującego się w złożach konwencjonalnych, których eksploatacja realizowana jest w oparciu o sprawdzone technologie będące w dyspozycji krajowych przedsiębiorstw zajmujących się działalnością poszukiwawczo-wydobywczą (w praktyce ORLEN). Na przestrzeni ostatnich lat wydobywanie krajowe znajduje się jednak w trendzie malejącym. Pomiędzy rokiem 2014 a 2025 dostawy z tego źródła zmalały z poziomu 44,3 TWh (ok. 4,2 mld m³) do 40,7 TWh (ok. 3,85 mld m³) rocznie, co oznacza spadek o ok. 10%.

Rys. 27. Dostawy gazu ziemnego w TWh pochodzące z wydobycia krajowego na rynek polski w latach 2014–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z raportów publikowanych przez URE oraz Ministerstwo Energii w latach 2014–2025.

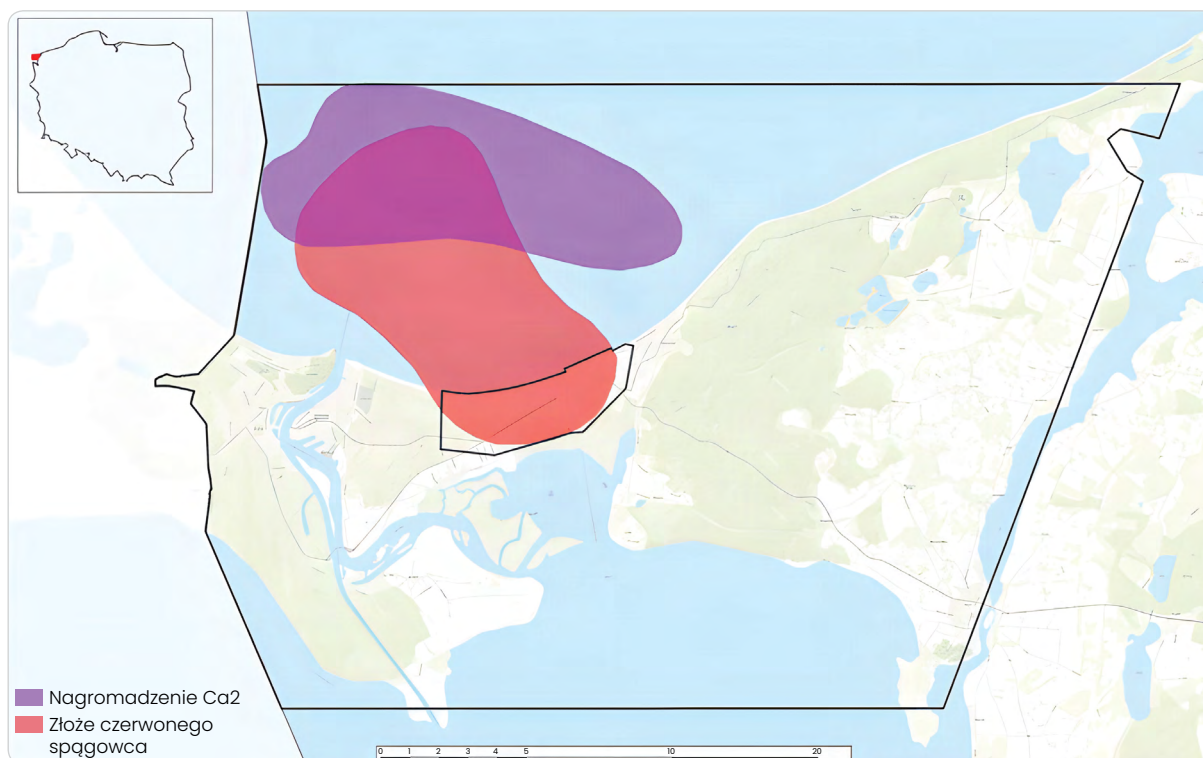
W strategicznych planach ORLENU inwestycje w segmencie wydobywczym mają prowadzić do stopniowego zwiększania wydobycia krajowego do poziomu 4 mld m³ w 2035 r. Jeśli ten cel zostanie zrealizowany to gaz ziemny pochodzący z wydobycia krajowego będzie pokrywał w 2025 r. jedynie ok. 15% zapotrzebowanie przy realizacji „wariantu optymalnego rozwoju” i ok. 18% przy spełnieniu „wariantu umiarkowanego wzrostu” przyjętych w prognozie zapotrzebowania na usługę przesyłu gazu ziemnego w latach 2024–2045 GAZ-SYSTEMU. Koncern

¹¹² Ibidem.

z Płocka przewiduje natomiast konsekwentne zwiększanie produkcji gazu pochodzącej z eksplantacji posiadanych złóż norweskich oraz innych regionach świata do poziomu 8 mld m³ rocznie w 2035 r.¹¹³

W kontekście ewentualnego zwiększenia produkcji gazu ziemnego z polskich złóż na uwagę zasługuje działalność kanadyjskiej firmy Central European Petroleum (dalej CEP), która od 2016 r. prowadzi działalność poszukiwawczą w północno-zachodnim rejonie Polski. W obrębie nabytej koncesji „Wolin”, położonej wzdłuż granicy polsko-niemieckiej i wybrzeża Bałtyku, przeprowadzono prace wiertnicze służące oszacowaniu wielkości spodziewanych w tej lokalizacji złóż węglowodorów. Z komunikatów publikowanych przez kanadyjską spółkę wynika, że badane złoża mogą zawierać do 16,5 mld m³ wydobywalnego gazu. Podane przez firmę szacunki czekają nadal na weryfikację i potwierdzenie¹¹⁴.

Rys. 28. Mapa koncesji „Wolin” należącej do Central European Petroleum.



Źródło: Central European Petroleum

b. Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego

PIG-BIP w swojej publikacji odnotowuje także obecność złóż niekonwencyjnego gazu ziemnego umieszczonych „(...) w łupkach niższego paleozoiku basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego w obszarze lądowym szacowane są na około 75,3-622,2 mld m³, a na obszarze morskim na

¹¹³ ORLEN, *Strategia ORLEN do 2035 roku*, s. 19.

¹¹⁴ CEP, *About us*, [dostęp: 28.03.2026 r. w: <https://www.cepetro.com/pl>].

około 126,7–166,1 mld m³”¹¹⁵. Gaz niekonwencjonalny znajdować się ma także „(...) w permskich piaskowcach czerwonego spągowca strefy poznańsko-kaliskiej, piaskowców karbonu strefy wielkopolsko-śląskiej i piaskowców kambriu w zachodniej części basenu bałtyckiego ich łączne zasoby geologiczne szacowane są na 1 528 –1 995 mld m³, co w przeliczeniu na zasoby technicznie wydobywalne daje wielkość około 153–200 mld m³”¹¹⁶. W latach 2007–2012 wydano 113 koncesji uprawniających do prowadzenia działalności poszukiwawczo-rozpoznawczej na obszarach obejmujących łącznie ok. 30% terytorium Polski. Podejmowane w tym okresie działania nie zakończyły się jednak sukcesem. W ocenie NIK do ich niepowodzenia przyczyniły się przede wszystkim niewłaściwe działania organów administracji państwowej oraz zmieniająca się na niekorzyść inwestorów sytuacja ekonomiczno-finansowa¹¹⁷.

Do niekonwencjonalnych zasobów gazu zaliczany jest także metan związany w pokładach węgla kamiennego. Udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalne metanu pokładów węgla w Polsce w 2024 r. wyniosły 105,4 mld m³. Towarzyszy wydobywaniu węgla kamiennego i jest źródłem zagrożenia dla pracujących górników stanowiąc substancję łatwo zapalną i wybuchową. Gaz ten w warunkach polskich jest częściowo uwalniany do atmosfery poprzez systemy wentylacyjne zakładów górniczych – 432,71 mln m³ w 2024 r., a częściowo wychwytywany przez kopalniane stacje odmetanowania, a następnie wykorzystywany gospodarczo przez zakłady górnicze – 301,38 mln m³ w 2024 r. Na moment sporządzenia niniejszego raportu nie odnotowano przypadku komercyjnej działalności w zakresie wydobywania i sprzedaży metanu uwięzionego w krajowych pokładach węgla kamiennego.

c. Infrastruktura magazynowa

W przypadku państw importujących w znaczących ilościach gaz ziemny, kluczowe znaczenie posiadają magazyny gazu, w których można przechowywać rezerwy surowca. Polska dysponuje obecnie siedmioma podziemnymi magazynami gazu (PMG) o łącznej pojemności czynnej wynoszącej 3,3 mld m³ w sezonie 2025/2026¹¹⁸. Dla porównania pojemności magazynów słowackich wynoszą 3,2 mld m³ ¹¹⁹ przy rocznej konsumpcji słowackiego rynku kształtującej się na poziomie 4,3 mld m³ w 2024 r.¹²⁰ W przywoływanym już projekcie KP wskazuje się, że polityka w zakresie bezpieczeństwa energetycznego realizowana będzie m.in. w obszarze rozwoju magazynowania gazu ziemnego przez podmioty odpowiedzialne za stosowną infrastrukturę. Podmiotem takim jest operator systemu magazynowania, który w świetle obowiązującej ustawy Prawo energetyczne: „(...) sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co dwa lata”¹²¹. Aktualnie realizowany jest projekt rozbudo-

115 PIG-BIP, *Bilans ...*, op. cit., s. 12.

116 Ibidem.

117 Więcej na ten temat w: NIK, *Informacja o wynikach kontroli POSZUKIWANIE, WYDOBYWANIE I ZAGOSPODAROWANIE GAZU ZE ŹŁÓŻ ŁUPKOWYCH*, Warszawa, 06.12.2012 r. [dostęp: 30.01.2026 r. w: <https://www.nik.gov.pl/najnowsze-informacje-o-wynikach-kontroli/nik-o-poszukiwaniach-gazu-lupkowego.html>].

118 Gaz Storage Poland, *Parametry techniczne – podziemne magazyny gazu w Polsce*, [dostęp: 30.03.2026 r. w: <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=dane-operacyjne/dane-operacyjne/>].

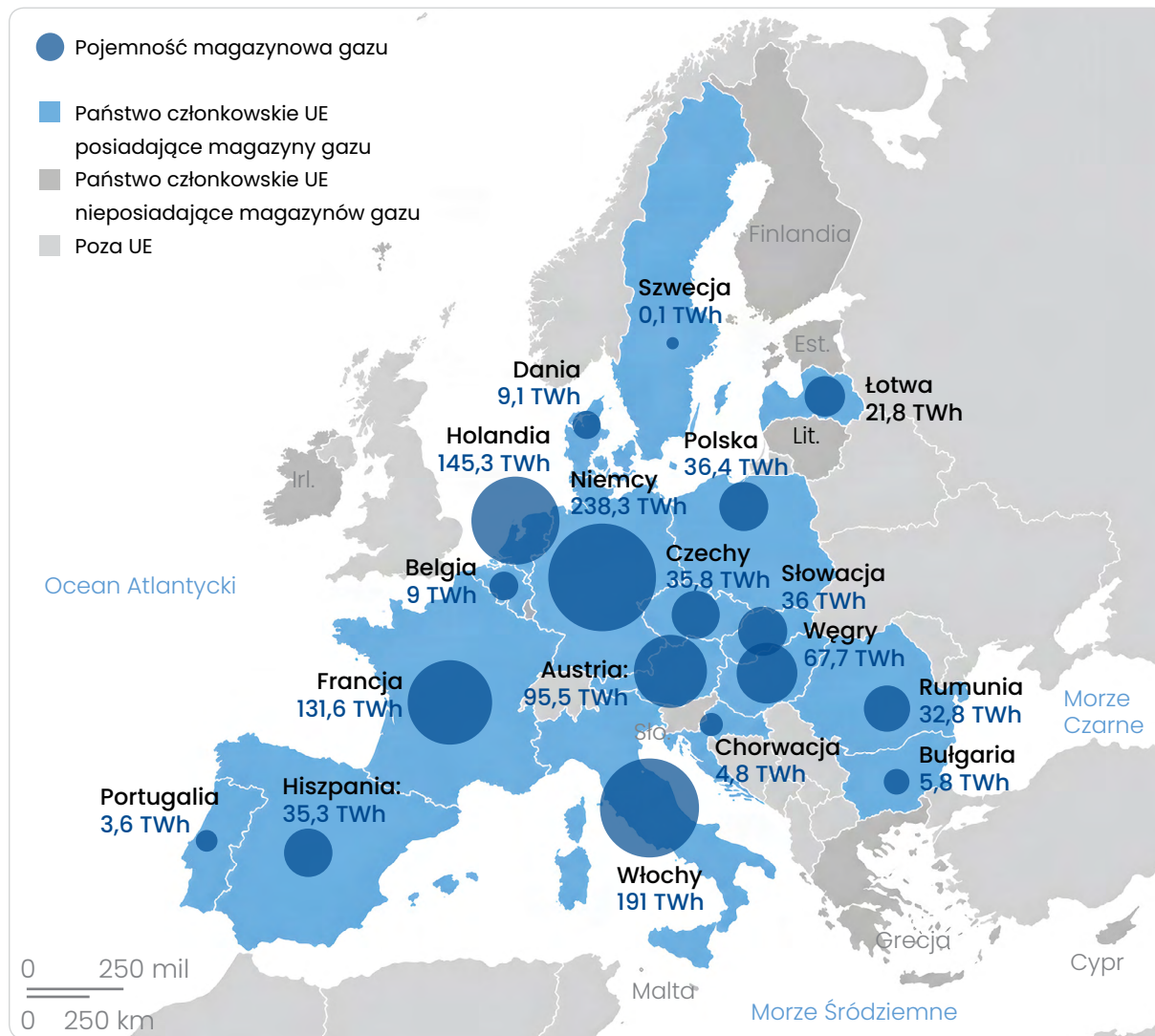
119 AFTA, *NAFTA's storage operations* [dostęp: 26.08.2026 r. w: <https://www.nafta.sk/en/news/your-partner-underground-gas-storage>].

120 Energy Institute, *Statistical Review of World Energy 2025*, s. 39.

121 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Art. 16.1.

wy pojemności PMG Wierchowice z 1,3 mld m³ do 2,1 mld m³ do 2026 r., co ma doprowadzić do uzyskania łącznej pojemności ok. 4,1 mld m³ i możliwości odbioru ok. 60 mln m³ na dobę w perspektywie lat 2030/2031¹²².

Rys. 29. Pojemności magazynów gazu znajdujących się w państwach UE.



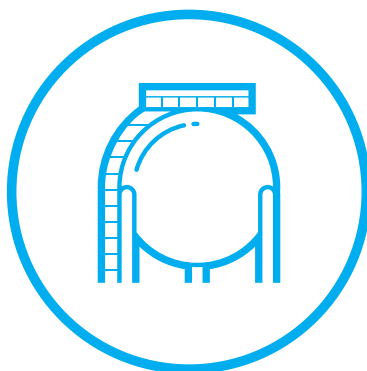
Źródło: S&P Global

122 Ministerstwo Energii, *Krajowy Plan ...*, op. cit., s. 128., [dostęp: 30.03.2026 r. w: <https://www.gov.pl/web/energia/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r---wersja-opracowana-przez-me-do-zatwierdzenia-rzadowego>].

Wnioski:

- Wysoka zależność Polski od importu gazu ziemnego pozostanie jednym z głównych wyzwań bezpieczeństwa energetycznego w najbliższej dekadzie. Zastępowanie wycofywanych mocy węglowych blokami gazowymi zmniejsza emisyjność systemu, lecz jednocześnie zwiększa ryzyko długoterminowego uzależnienia od importowanego paliwa i ekspozycji na wahania cen oraz napięcia geopolityczne.
- Polska transformacja energetyczna przebiega w warunkach późnej dekarbonizacji względem większości państw UE, co wymaga jednoczesnego zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu przy dynamicznym rozwoju technologii niskoemisyjnych. Kluczowym wyzwaniem staje się znalezienie równowagi pomiędzy utrzymaniem odpowiedniej ilości sterowalnych źródeł bilansujących a rosnącym udziałem OZE i elektryfikacją gospodarki. Oznacza to konieczność zwiększania elastyczności KSE oraz ostrożnego planowania roli gazu, magazynów energii i gazów odnawialnych w okresie przejściowym.
- Największy potencjał ograniczenia zużycia gazu ziemnego mają elektryfikacja, poprawa efektywności energetycznej oraz rozwój odnawialnych źródeł energii. Szczególnie duże możliwości występują w przemyśle i ciepłownictwie, jednak ich wykorzystanie wymaga równoległej rozbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.
- Rozwój OZE bez równoczesnego zwiększania elastyczności systemu prowadzi do narastających problemów bilansowania. Rosnąca liczba okresów z nadwyżkami energii, ujemnymi cenami oraz przymusowym ograniczaniem produkcji wskazuje na konieczność szybkiego rozwoju magazynów energii i ciepła, zarządzania popytem oraz nowoczesnych usług systemowych.
- Biometan stanowi najbardziej perspektywiczny odnawialny substytut gazu ziemnego w Polsce. Dzięki wysokiemu krajowemu potencjałowi produkcji oraz możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej może on odegrać kluczową rolę w sektorach trudnych do elektryfikacji, choć nie zastąpi całkowicie gazu kopalnego.
- Biometan powinien być traktowany jako paliwo strategiczne, a nie powszechny zamiennik gazu ziemnego. Jego wykorzystanie powinno koncentrować się przede wszystkim w przemyśle energochłonnym, ciepłownictwie systemowym oraz magazynowaniu energii, gdzie alternatywy niskoemisyjne pozostają ograniczone.
- Transformacja energetyczna Polski będzie prowadzić do istotnego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Oznacza to konieczność przyspieszenia inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne, magazyny energii, źródła bilansujące oraz cyfryzację infrastruktury elektroenergetycznej.

- Najbardziej odporna ścieżka transformacji opiera się na dywersyfikacji technologicznej. Połączenie elektryfikacji, rozwoju OZE, magazynowania energii, produkcji biometanu, modernizacji sieci oraz poprawy efektywności energetycznej pozwala jednocześnie ograniczać emisje, zmniejszać zależność od importu gazu i zwiększać odporność krajowego systemu energetycznego na przyszłe kryzysy.
- Wydobycie krajowe w ostatnich 10 latach znajduje się w trendzie spadkowym. Obecnie oscyluje na poziomie 3,8 mld m³ rocznie i jest zbyt małe, by brać je pod uwagę jako element bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz. Dodatkowo obciążone będzie coraz większymi opłatami.



4

WYBRANE ŁAŃCUCHY LOGISTYCZNE LNG NA TŁE UWARUNKOWAŃ GEOPOLITYCZNYCH



Rozdział 4.

Wybrane łańcuchy logistyczne LNG na tle uwarunkowań geopolitycznych

Agata Łoskot-Strachota, dr Marcin Sienkiewicz, Kamil Moskwik

Opisany wyżej polski model transformacji energetycznej generuje zwiększoną ekspozycję na zagrożenia i związane z nimi ryzyka obciążające światowy rynek gazu ziemnego. Zmiany w strukturze zaopatrzenia Polski i Unii Europejskiej na korzyść LNG, powinny natomiast zmuszać do stałego i uważnego monitoringu tergo newralgicznego segmentu w globalnym obrocie i dystrybucji paliwa gazowego. Obserwacja i analiza obejmować powinna trzy podstawowe ogniwa w międzynarodowym łańcuchu logistycznym w postaci:

- źródeł dostaw, w których skoncentrowana jest produkcja LNG,
- szlaków transportowych LNG,
- wąskich gardeł znajdujących się na wykorzystywanych liniach transportowych.

4.1. Wybrane źródła dostaw LNG – analiza potencjału produkcyjnego

Stany Zjednoczone

dr Marcin Sienkiewicz, Kamil Moskwik

Prezydent Donald Trump i jego administracja w jednoznaczny sposób określili cele amerykańskiej polityki energetycznej – to wzmocnienie dominacji energetycznej USA między innymi poprzez utwierdzenie roli swojego kraju jako globalnego lidera w eksporcie LNG¹²³. Pierwszym krokiem na drodze realizacji tej strategii było zniesienie przez Departament Energii decyzji poprzedniej administracji¹²⁴ o wstrzymaniu rozpatrywania wniosków o zezwolenie na eksport amerykańskiego LNG. Podjęto także decyzję o zniesieniu zakazu stosowania gazu skroplonego jako paliwa wykorzystywanego w transporcie morskim. Znoszenie barier administracyjnych dla sektora LNG wpisuje się w politykę zmierzającą do podwojenia wolumenu amerykańskiego eksportu do końca lat 20. XXI wieku¹²⁵. Do użytku oddawane są także nowie instalacje takie jak uruchomiony w grudniu 2024 r. Plaquemines LNG w Luizjanie o rocznej zdolności skraplania wynoszącej 28 mln ton (w planach jest jego dalsza rozbudowa)¹²⁶. W kwietniu 2026 r. został otwarty natomiast terminal Golden Pass LNG położony na wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej

123 Department of Energy, *President Trump Is Delivering On LNG* [dostęp: 26.06.2026 r. w: https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-06/Jera_LNG_Factsheet_061125.pdf].

124 W styczniu 2024 r. Prezydent USA Joe Biden wstrzymał zatwierdzanie bieżących i przyszłych wniosków o zezwolenie na eksport skroplonego gazu ziemnego z nowych projektów. Decyzja ta została przyjęta uzasadniana była koniecznością zbadania wpływu eksportu LNG na koszty energii, bezpieczeństwo energetyczne i środowisko naturalne (klimat). T. Gardner, *Biden pauses LNG export approvals after pressure from climate activists*, "Reuters" [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://www.reuters.com/business/energy/biden-pauses-approval-new-lng-export-projects-win-climate-activists-2024-01-26/>].

125 Department of Energy [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://www.energy.gov/articles/fact-sheet-delivering-us-oil-and-natural-gas-production>].

126 Venture Global, *Plaquemines* [dostęp: 04.07.2026 r. w: <https://ventureglobal.com/venture-global-plaquemines/>].

w Teksasie. W obrębie terminala znajdują się trzy ciągi skraplające o łącznej przepustowości 18,1 mln ton rocznie, pięć zbiorników magazynowych LNG o pojemności 155 tys. m³ oraz dwa nabrzeża do załadunku statków LNG¹²⁷. Kolejne cztery budowane obiekty zwiększające amerykańskie zdolności eksportowe, także zostały skoncentrowane wokół wybrzeża Zatoki Meksykańskiej, która obecnie posiada status największego centrum eksportu LNG w Basenie Atlantyckim¹²⁸. O takiej geografii infrastruktury terminalowej w USA decyduje przede wszystkim bliskość eksploatowanych złóż oraz istniejąca już infrastruktura przesyłowa (nadal rozbudowywana) oraz główny kierunek eksportu amerykańskiego gazu, który prowadzi przez wody północnej części Atlantyku do wybrzeży Europy. Akwen ten jest kontrolowany przez Marynarkę Stanów Zjednoczonych i znajduje się w obszarze odpowiedzialności sojuszniczej wynikającej art. 6 Traktatu Północnoatlantyckiego z 4 kwietnia 1949 r.¹²⁹

127 Department of Energy, The 9th U.S. liquefied natural gas export terminal, Golden Pass, ships first cargo, [dostęp: 06.07.2026 r. w: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67564>].

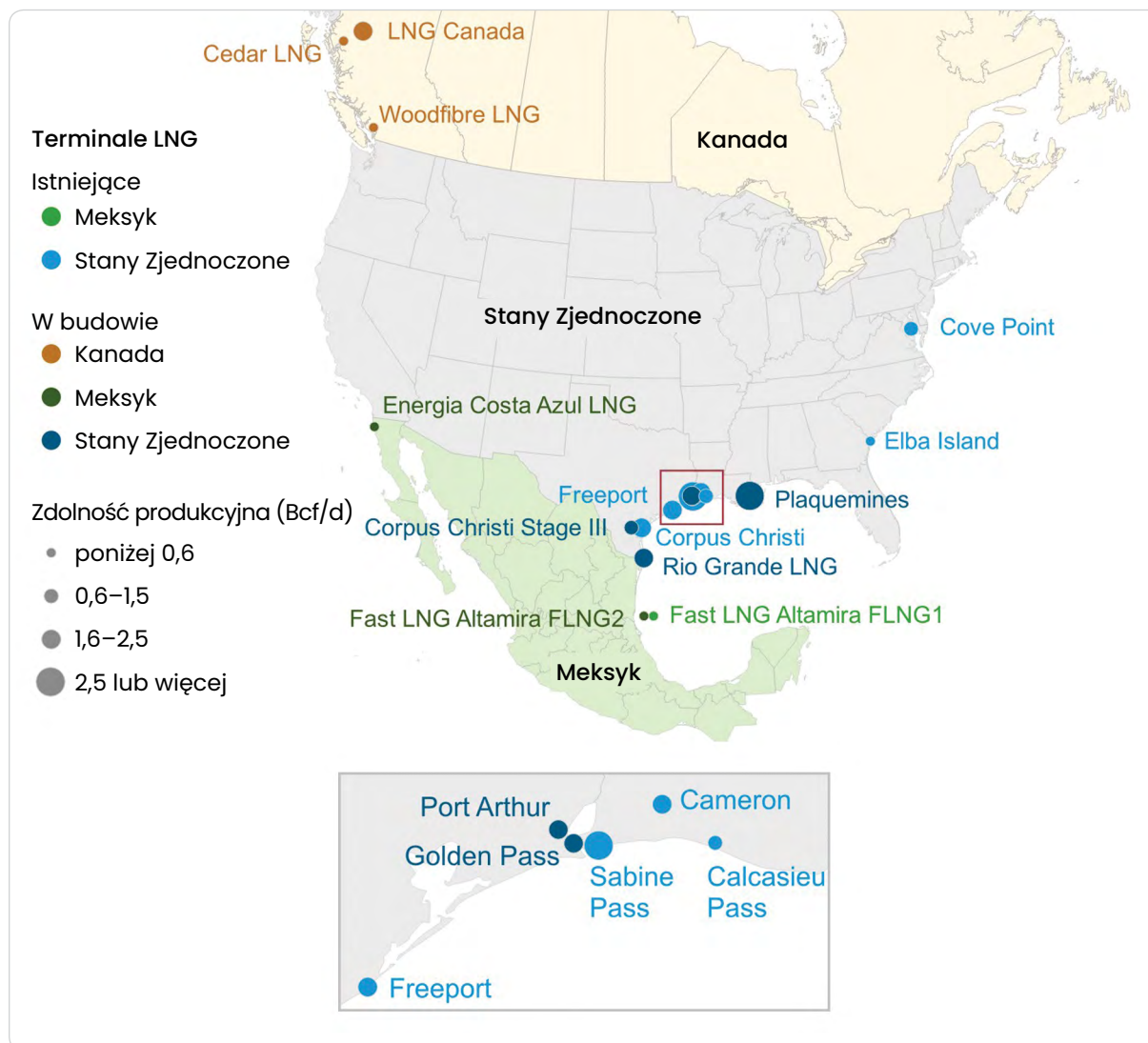
128 U.S. Energy Information Administration, *North America's LNG export capacity could more than double by 2029* [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=66384>].

129 Traktat Północnoatlantycki sporządzony w Waszyngtonie dnia 4 kwietnia 1949 r. (Dz.U. z dnia 19 października 2000 r.), Artykuł 6

W rozumieniu artykułu 5 uznaje się, że zbrojna napaść na jedną lub więcej Stron obejmuje zbrojną napaść:

– na terytorium którejkolwiek ze Stron w Europie lub Ameryce Północnej, na algierskie departamenty Francji, na terytorium Turcji lub na wyspy znajdujące się pod jurysdykcją którejkolwiek ze Stron na obszarze północnoatlantyckim na północ od Zwrotnika Raka;

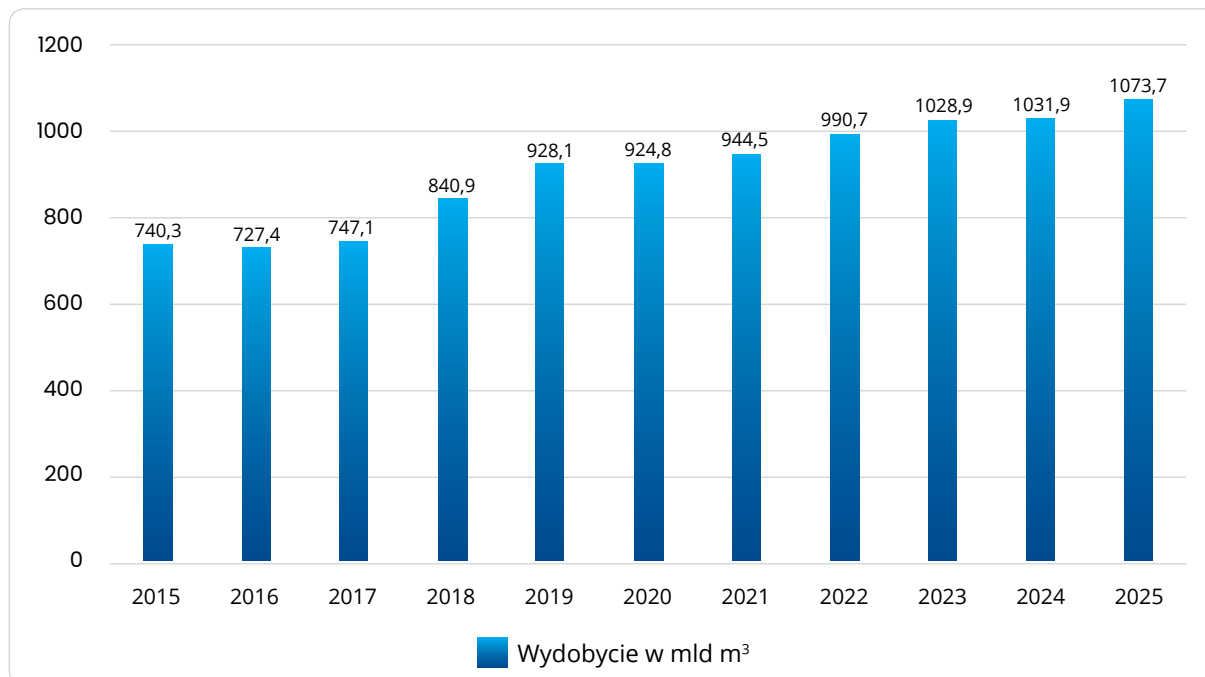
– na siły zbrojne, okręty lub statki powietrzne którejkolwiek ze Stron znajdujące się na tych terytoriach lub nad nimi albo na jakimkolwiek innym obszarze w Europie, na którym w dniu wejścia w życie traktatu stacjonowały wojska okupacyjne którejkolwiek ze Stron, lub też na Morzu Śródziemnym czy na obszarze północnoatlantyckim na północ od Zwrotnika Raka". Traktat Północnoatlantycki sporządzony w Waszyngtonie dnia 4 kwietnia 1949 r. (Dz.U. z dnia 19 października 2000 r.).

Rys. 30. Mapa działających i budowanych eksportowych terminali LNG w Ameryce Północnej.

Źródło: Energy Information Administration

Konsekwencją takiego rozmieszczenia geograficznego infrastruktury terminalowej w USA jest jednak utrzymujące się okresowo narażenie na oddziaływanie specyficznych dla południowo-wschodnich atlantyckich wybrzeży Ameryki Północnej warunków pogodowych w postaci huraganów. Narodowa Agencja Oceanów i Atmosfery (NOAA) określiła ramy czasowe sezonu huraganów na w tej części Atlantyku od 1 czerwca do 30 listopada¹³⁰. Biorąc pod uwagę zwiększające się znaczenie produkcji LNG zlokalizowanej u amerykańskich wybrzeży Zatoki Meksykańskiej dla globalnego rynku, ewentualne zakłócenia produkcji wywołane przez huragany mogą incydentalnie destabilizować równowagę między podażą a popytem na globalnym rynku gazu.

¹³⁰ National Oceanic and Atmospheric Administration, *NOAA to announce 2026 Atlantic Hurricane Season Outlook* [dostęp: 06.07.2026 r. w: <https://www.noaa.gov/media-advisory/noaa-to-announce-2026-atlantic-hurricane-season-outlook>].

Rys. 31. Dynamika wydobycia gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych w latach 2015–2025.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Energy Institute, 2026 Statistical Review of World Energy.

Tab. 4. Amerykańskie eksportowe terminale LNG

L.p.	Terminal	Operator	Lokalizacja	Oszacowana roczna zdolność skraplania w mln ton	Status
1.	Sabine Pass LNG	Cheniere	Zatoka Meksykańska/ Luizjana	29,5	pracuje
2.	Corpus Christi LNG	Cheniere	Zatoka Meksykańska/ Teksas	15	pracuje
3.	Freeport LNG	Freeport LNG	Zatoka Meksykańska/ Teksas	6	pracuje
4.	Calcasieu Pass	Venture Global	Zatoka Meksykańska/ Luizjana	12	pracuje
5.	Cameron LNG	LLC Sempra	Zatoka Meksykańska/ Luizjana	15	pracuje
6.	Plaquemines LNG	Venture Global	Zatoka Meksykańska/ Luizjana	28	pracuje
7.	Cove Point LNG	Cove Point LNG LP	Atlantyka/Maryland	5,75	pracuje
8.	Elba Liquefaction Terminal	Southern Liquefaction Company	Atlantyka/Georgia	2,5	pracuje
9.	Golden Pass LNG	QatarEnergy/ ExxonMobil	Zatoka Meksykańska/ Teksas	18,1	pracuje
10.	Port Arthur LNG Faza I	Sempra/ CoconoPhillips	Zatoka Meksykańska/ Teksas	13	W budowie
11.	Rio Grande LNG	NextDecade	Zatoka Meksykańska/ Teksas	27	W budowie

12.	Woodside Louisiana LNG	Woodside Energy	Zatoka Meksykańska/ Luizjana	27,6	W budowie
13.	CP2 Faza 1	Venture Global	Zatoka Meksykańska/ Luizjana	28	W budowie
Planowane łączne roczne zdolności produkcyjne w 2030 r.				227,45 (313,65 m³)	

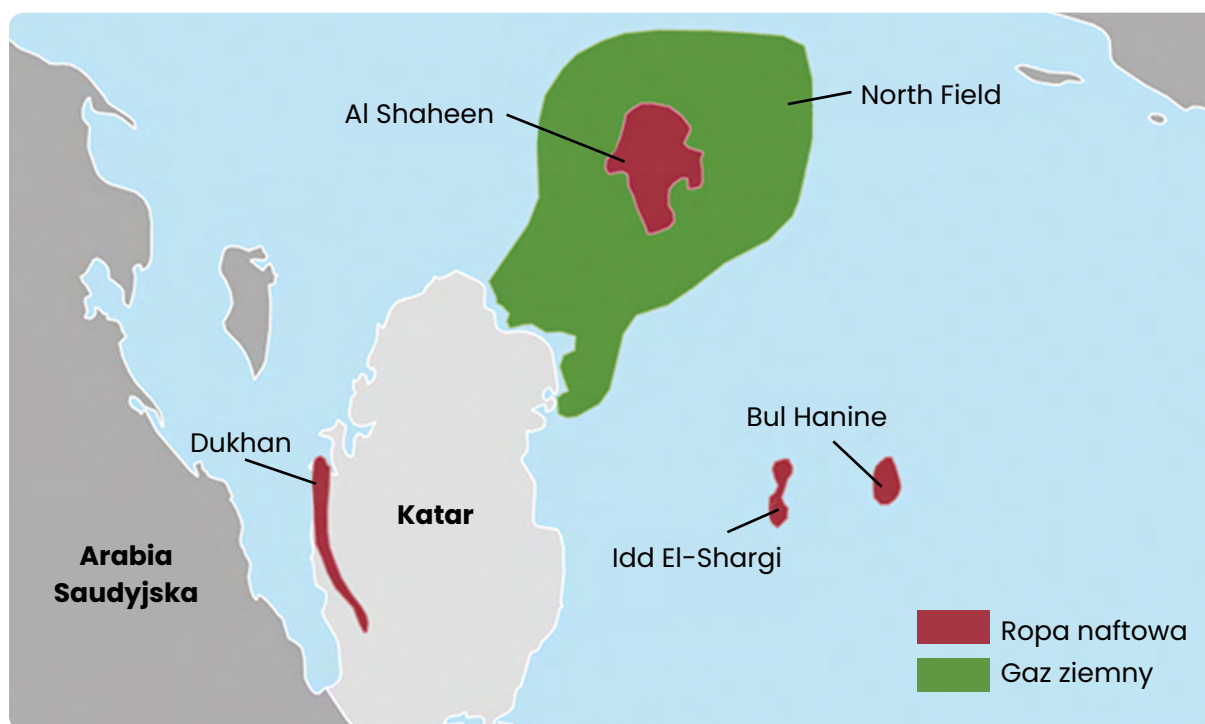
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez właścicieli infrastruktury terminalowej oraz U.S. Energy Information Administration

Katar

dr Marcin Sienkiewicz

Katar posiada trzecie co do wielkości (po Federacji Rosyjskiej i Iranie) największe udokumentowane zasoby gazu ziemnego, zlokalizowane u północno-wschodnich wybrzeży kraju – dzielone z Iranem złoża North Field¹³¹ – których wielkość wynosić ma 871 mld m³¹³². Dzięki efektywnemu zagospodarowaniu własnych zasobów, Katar jest drugim dostawcą LNG na rynek światowy, kluczowym dla zapewnienia stabilnego jego funkcjonowania, w tym przede wszystkim bezpiecznych dostaw do odbiorców azjatyckich i europejskich. Polityka energetyczna Kataru dąży do zwiększenia wydobycia gazu ziemnego oraz rozbudowy mocy eksportowych instalacji LNG. Celem strategicznym jest bowiem utrzymanie w kolejnych latach czołowej pozycji Kataru w globalnej sprzedaży gazu skroplonego¹³³.

Rys. 32. Mapa głównych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Katarze (stan na wrzesień 2025 r.)



Źródło: Energy Information Administration

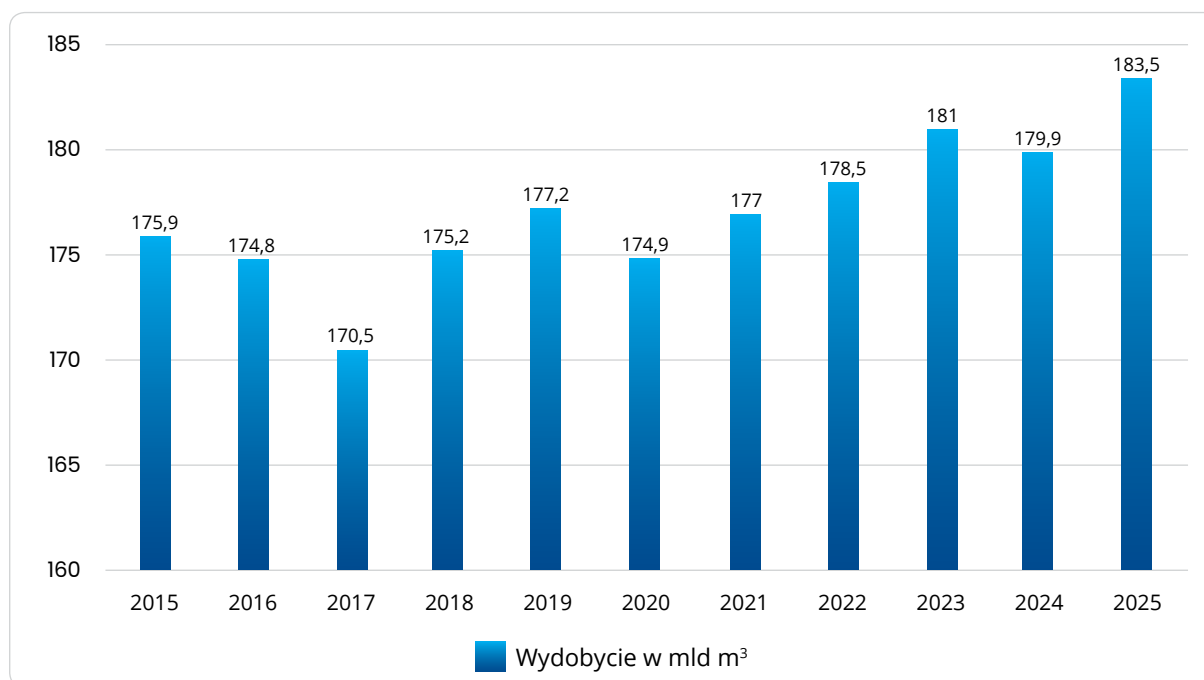
131 Qatar Energy LNG, *North Field* [dostęp: 07.07.2026 r. w: <https://www.qatarenergylng.qa/english/About-Us/North-Field>].

132 Serwis Rzeczypospolitej Polskiej, *Katar. Krótki opis gospodarki i jej struktury*, [dostęp: 07.07.2026 r. w: <https://www.gov.pl/web/katar/informator-ekonomiczny>].

133 The State of Qatar, *Energy* [dostęp: 14.08.2026 r. w: <https://imo.gov.qa/priorities/energy>].

Ośrodek przemysłowy zajmujący się produkcją gazu skroplonego znajduje się w obrębie miasta Katar Ras Laffan, zajmując łącznie 7,8 km² powierzchni. Rozbudowywany od lat 80. XX w. kompleks produkcyjny należący do państwowego koncernu Qatar Energy, obejmuje aktualnie 14 ciągów technologicznych o łącznej rocznej wydajności 77 mln ton LNG. Wspomniany koncern realizuje obecnie 3 projekty infrastrukturalne: „North Field East” (NFE), North Field South (NFS), North Field West (NFW), których uruchomienie doprowadzić ma do zwiększenia katarskiej zdolności produkcyjnych LNG do 142 MTPA do końca 2030 r.¹³⁴

Rys. 33. Dynamika wydobycia gazu ziemnego w Katarze w latach 2015–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Energy Institute, 2026 Statistical Review of World Energy.

Tab. 5. Katarskie eksportowe terminale LNG

L.p.	Terminal	Właściciel	Lokalizacja	Roczna zdolność skraplania mln ton	Status
1.	Terminal LNG w Ras Laffan	Qatar Energy 100%	Zatoka Perska	77	Pracuje
2.	NFE LNG	Qatar Energy 75%	Zatoka Perska	33	W budowie
3.	NFS LNG	Qatar Energy 75%	Zatoka Perska	16	W budowie
4.	NFW LNG	Qatar Energy 100%	Zatoka Perska	16	W budowie
Planowane łączne roczne zdolności produkcyjne w 2030 r.				142 (195,82 mld m³)	

Źródło: QatarEnergy

¹³⁴ Qatar Energy, LNG: *cleaner source of energy* [dostęp: 26.08.2026 r. w: <https://www.qatarenergy.qa/en/whowe-are/Pages/WhatIsLNG.aspx>].

Australia

Kamil Moskwik

Australia przez większą część ubiegłej dekady pozostawała największym eksporterem gazu skroplonego na świecie, obecnie zajmuje trzecie miejsce, po Stanach Zjednoczonych i Katarze. Na początku 2026 r. w kraju pracowało 10 zakładów skraplających o łącznej nominalnej zdolności produkcyjnej sięgającej 88 mln ton rocznie, przy czym jedna z linii terminala North West Shelf o wydajności 2,5 mln ton pozostaje trwale wyłączona z eksploatacji, co obniża realne moce do poziomu ok. 85 mln ton¹³⁵. Kolejne 5 mln ton znajduje się w budowie w ramach drugiej linii produkcyjnej terminala Pluto LNG.

Cechą wyróżniającą australijski łańcuch logistyczny jest równoległe funkcjonowanie dwóch odrębnych modeli wydobywczych. Pierwszy oparty jest na gazie konwencjonalnym pozyskiwanym ze złóż szelfowych Australii Zachodniej oraz Terytorium Północnego, drugi na gazie z pokładów węgla (CSG) wydobywanym w Queensland. Dwoistość ta kształtuje zarówno geografie terminali, jak i logikę przepływów gazu zasilającego pomiędzy segmentem wydobywczym a zakładami skraplającymi. W Queensland surowiec pochodzi z rozproszonych pól CSG w zagłębiach Surat i Bowen, skąd magistralami transmisyjnymi trafia do skoncentrowanej infrastruktury skraplającej na Curtis Island u wybrzeży Gladstone. Sam projekt Australia Pacific LNG, w którym ConocoPhillips posiada 47,5% udziałów, Origin Energy 27,5%, a Sinopec 25%, dostarcza gaz rurociągiem o długości 530 km, a instalacja obejmuje dwie linie produkcyjne o zdolności 4,5 mln ton każda, dwa zbiorniki magazynowe po 160 tys. m³ oraz nabrzeże załadunkowe¹³⁶. Do Curtis Island prowadzą równoległe magistrale obsługujące także sąsiadujące projekty Gladstone LNG oraz Queensland Curtis LNG, co tworzy zwarty klaster eksportowy o skali porównywalnej z ośrodkami amerykańskimi.

W modelu zachodnioaustralijskim łańcuch organizowany jest wokół projektów szelfowych, w których gaz wydobywany jest na morzu i przesyłany rurociągami podmorskimi do zakładów lądowych, takich jak North West Shelf, Gorgon czy Wheatstone, a w jednym przypadku do jednostki pływającej Prelude. Utrzymanie zdolności eksportowych w drugiej połowie obecnej dekady zależy od dwóch projektów uzupełniających bazę gazu zasilającego. Pierwszym jest złożę Scarborough w Basenie Carnarvon, oddalone o ok. 375 km od wybrzeża Pilbara i połączone rurociągiem o długości 433 km z budowaną drugą linią terminala Pluto LNG o zdolności ok. 5 mln ton rocznie, z pierwszym ładunkiem planowanym na IV kw. 2026 r.¹³⁷ Drugim jest złożę Barossa spółki Santos, uruchomione w styczniu 2026 r., które umożliwiło restart terminala Darwin LNG wstrzymanego od 2023 r. z powodu wyczerpania dotychczasowej bazy zasobowej. Równoległe narasta ryzyko regulacyjne: średni czas oczekiwania na decyzję dla wniosków eksploracyjnych wynosi 562 dni, a dla wniosków rozwojowych 400 dni, co bezpośrednio przekłada się na harmonogramy uruchamiania kolejnych jednostek skraplających i na zdolność utrzymania pełnego wolumenu eksportu po 2030 r.¹³⁸

135 Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), *Australian Gas and LNG Tracker*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://ieefa.org/australian-gas-and-lng-tracker>].

136 Australia Pacific LNG, *Liquefied Natural Gas* [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://aplng.com.au/liquefied-natural-gas/>].

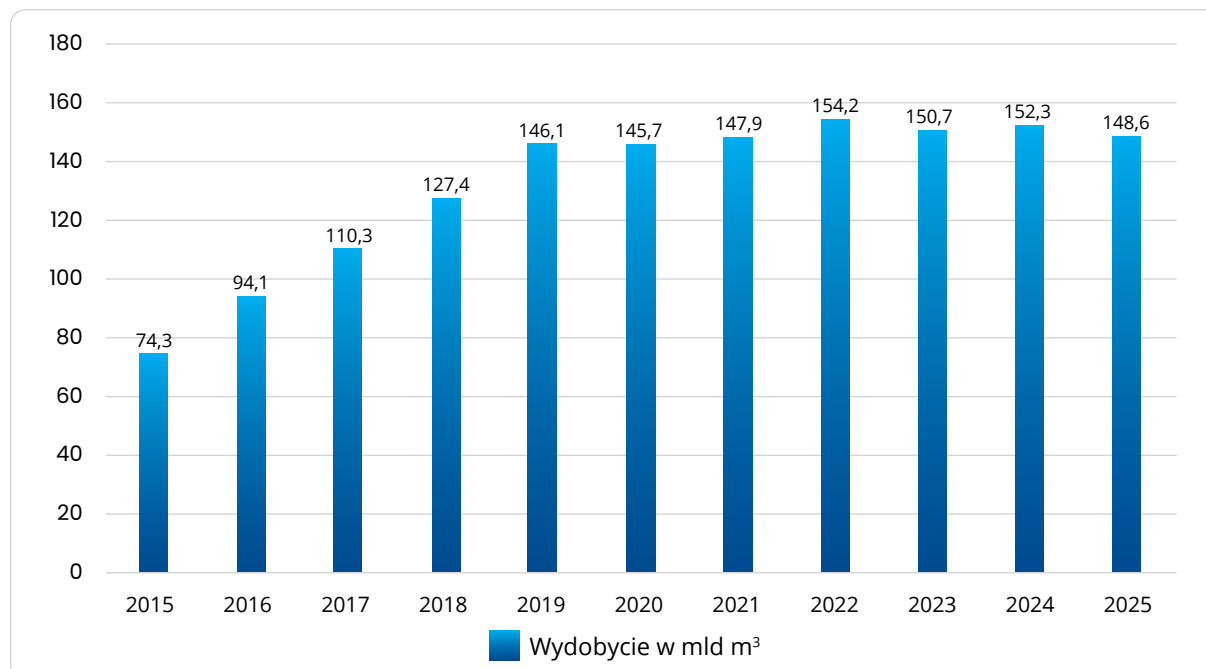
137 Woodside Energy, *Scarborough Energy Project and Pluto Train 2*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.woodside.com/what-we-do/growth-projects/Scarborough-Energy-Project>].

138 Asia Natural Gas & Energy Association (ANGEA), *Natural Gas & Energy In Australia*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://angeaassociation.com/location/australia/>].

Charakterystyczną cechą australijskiego segmentu midstream jest wyjątkowo wysoki poziom wykorzystania infrastruktury. Utylizacja krajowych terminali eksportowych utrzymywała się powyżej 90% w latach 2021–2024, mimo strukturalnie niższego obciążenia zakładu Gladstone LNG oraz jednostki Prelude. Poziom ten nie wynika wyłącznie z realizacji zobowiązań długoterminowych, lecz w rosnącym stopniu z wolumenów kierowanych na rynek spot, których udział w całkowitym eksporcie wzrósł do 25% w 2024 r.¹³⁹ Australijscy producenci operują zatem coraz częściej w modelu zbliżonym do portfeli amerykańskich, w którym samo posiadanie gazu zasilającego i wolnej pojemności skraplającej staje się aktywem handlowym, a nie wyłącznie instrumentem wykonania kontraktu.

Strona odbiorcza charakteryzuje się natomiast silną koncentracją kierunkową. W 2024 r. największymi rynkami eksportowymi były Chiny z udziałem 33%, Japonia z 32%, Korea Południowa z 15% oraz Tajwan z 10%, co oznacza, że cztery rynki absorbowały 90% wolumenu¹⁴⁰. Chiny po raz pierwszy wyprzedziły wówczas Japonię jako największy odbiorca, jednak struktura tego kierunku zmienia się na niekorzyść Australii. Udział australijskiego surowca w chińskim imporcie spadł z 45% w 2019 r. do 35% w 2024 r., a chińskie spółki podpisały nowe umowy długoterminowe z Katarzem i dostawcami amerykańskimi¹⁴¹. Istotnym elementem łańcucha stała się także rola japońskich spółek jako pośredników handlowych. Wolumen LNG odsprzedawanego przez nie do państw trzecich wzrósł w latach obrotowych 2018–2023 o ponad 250% i odpowiadał już za ponad połowę japońskiego importu, co oznacza, że znacząca część ładunków formalnie odbieranych w ramach kontraktów z Japonią funkcjonalnie trafia gdzie indziej.

Rys. 34. Dynamika wydobycia gazu ziemnego w Australii w latach 2015–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Energy Institute, 2026 *Statistical Review of World Energy*

139 IEEFA, op. cit.

140 IEEFA, op. cit.

141 IEEFA, op. cit.

Tab. 6. Australijskie eksportowe terminale LNG.

Lp.	Terminal	Właściciel / operator	Lokalizacja	Roczna zdolność skraplania w mln ton	Status
1.	North West Shelf LNG	Woodside Energy (operator)	Karratha, Australia Zachodnia/ Ocean Indyjski	16,9	Pracuje
2.	Pluto LNG (T1)	Woodside Energy	Półwysep Burrup, Australia Zachodnia	5,1	Pracuje
3.	Gorgon LNG	Chevron	Wyspa Barrow, Australia Zachodnia	15,6	Pracuje
4.	Wheatstone LNG	Chevron	Onslow, Australia Zachodnia	8,9	Pracuje
5.	Prelude FLNG	Shell	Basen Browse/ szelf Australii Zachodniej	3,6	Pracuje
6.	Ichthys LNG	INPEX	Darwin, Terytorium Północne	8,9	Pracuje
7.	Darwin LNG	Santos	Darwin, Terytorium Północne	3,7	Pracuje
8.	Queensland Curtis LNG	Shell	Curtis Island, Queensland	8,5	Pracuje
9.	Gladstone LNG	Santos	Curtis Island, Queensland	7,8	Pracuje
10.	Australia Pacific LNG	ConocoPhillips 47,5%/ Origin Energy 27,5%/ Sinopec 25%	Curtis Island, Queensland	9,0	Pracuje
11.	Pluto LNG (T2, projekt Scarborough)	Woodside Energy	Półwysep Burrup, Australia Zachodnia	5,0	W budowie
Planowane łączne roczne zdolności produkcyjne w 2030 r.				93,0 (128,25 mld m³)	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez właścicieli infrastruktury terminalowej oraz IEEFA, Australian Gas and LNG Tracker.

Trynidad i Tobago

Kamil Moskwik

Trynidad i Tobago jest najstarszym eksporterem gazu skroplonego w basenie atlantyckim i pozostaje przykładem modelu silnie zintegrowanego pionowo, w którym poszczególne segmenty łańcucha zostały dopasowane do ograniczonej i ulokowanej regionalnie bazy zasobowej. Cały system zbudowano wokół jednego zakładu skraplającego, Atlantic LNG w Point Fortin na południowo-zachodnim wybrzeżu wyspy Trynidad, co czyni go strukturalnie odmiennym od rozproszonych klastrów australijskich czy amerykańskich¹⁴². Segment wydo-

¹⁴² Atlantic LNG, *Atlantic at a Glance*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://atlanticlng.com/about-us/atlantic-at-a-glance/>]

bywcy opiera się na polach zlokalizowanych na wodach wokół Trynidadu, operowanych między innymi przez bpTT, Shell i EOG Resources. Średnia produkcja gazu z ostatnich pięciu lat wynosiła nieco ponad 34 mld stóp sześciennych rocznie (ok. 1 mld m³), a w szczytowym okresie sprzedaż LNG sięgała 17 mld m³ rocznie, co odpowiadało 3,5% globalnego eksportu i zapewniało Trynidadowi siódme miejsce wśród światowych eksporterów¹⁴³. Gaz zasilający trafia do zakładu skraplającego za pośrednictwem National Gas Company of Trinidad and Tobago, która pełni funkcję pośrednika handlowego: kupuje surowiec od spółek wydobywczych i odsprzedaży go do instalacji w Point Fortin¹⁴⁴. Układ ten rozdziela ryzyko wydobywcze od ryzyka skraplania, co historycznie ułatwiało zawieranie umów z odbiorcami końcowymi w warunkach rozproszenia bazy zasobowej pomiędzy kilku operatorów.

Zakład Atlantic LNG dysponuje nominalną zdolnością skraplania wynoszącą 14,8 mln ton rocznie, rozłożoną na czterech liniach produkcyjnych uruchamianych kolejno w latach 1999–2005 i wykorzystujących technologię Phillips Optimized Cascade, w której gaz schładzany jest przy użyciu czynników chłodniczych do stanu ciekłego pod ciśnieniem atmosferycznym¹⁴⁵. Train 1, uruchomiony w 1999 r., do dziś pozostaje rekordzistą pod względem najniższego jednostkowego kosztu budowy zakładu LNG w historii, jednak od 2020 r. nie produkuje surowca z powodu niedoboru gazu z pól szelfowych. W styczniu 2026 r. operator potwierdził, że linia zostanie wyłączona z eksploatacji w IV kw. 2026 r. jako najmniej efektywna jednostka kompleksu¹⁴⁶. Efektywna zdolność operacyjna systemu wyniesie zatem 11,8 mln ton rocznie, rozłożone na Trains 2, 3 i 4.

Fundamentalną zmianą w architekturze midstreamu była zakończona w grudniu 2023 r. restrukturyzacja Atlantic LNG, która zastąpiła wcześniejszą strukturę osobnych spółek holdingowych dla poszczególnych linii jednolitym podmiotem o wspólnej puli właścicielskiej, z nową strukturą komercyjną dla Trains 2 i 3 obowiązującą od 1 października 2024 r.¹⁴⁷ Udziały w połączonej spółce należą do bp, Shell oraz National Gas Company, przy czym China Investment Corporation wycofała się z konsorcjum. Restrukturyzacja umożliwiła zakładowi zakup gazu od stron trzecich, w tym od operatorów spoza grona dotychczasowych udziałowców, co zmienia logikę segmentu opierającego się wcześniej na równoległej własności pól wydobywczych i mocy skraplających.

Element morski łańcucha jest skoncentrowany na infrastrukturze portowej w Point Fortin, obejmującej dwa pomosty załadunkowe o długości 700 metrów każdy, kanał podejściowy oraz basen manewrowy. Każde z nabrzeży może obsługiwać metanowce o pojemności ok. 171 tys. m³¹⁴⁸. Atlantic LNG nie prowadzi działalności poszukiwawczej, dystrybucyjnej ani żeglugaowej, ograniczając się do segmentu skraplania, co odpowiada klasycznemu rozłożeniu ról

143 Trinidad and Tobago NGL Limited (TTNGL), *T&T's Energy Sector* [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://ngl.co.tt/about/tts-energy-sector>].

144 Ministry of Energy and Energy Industries of Trinidad and Tobago, *Liquefied Natural Gas (LNG)*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.energy.gov.tt/our-business/lng-petrochemicals/liquefied-natural-gas-lng>].

145 Atlantic LNG, op. cit.

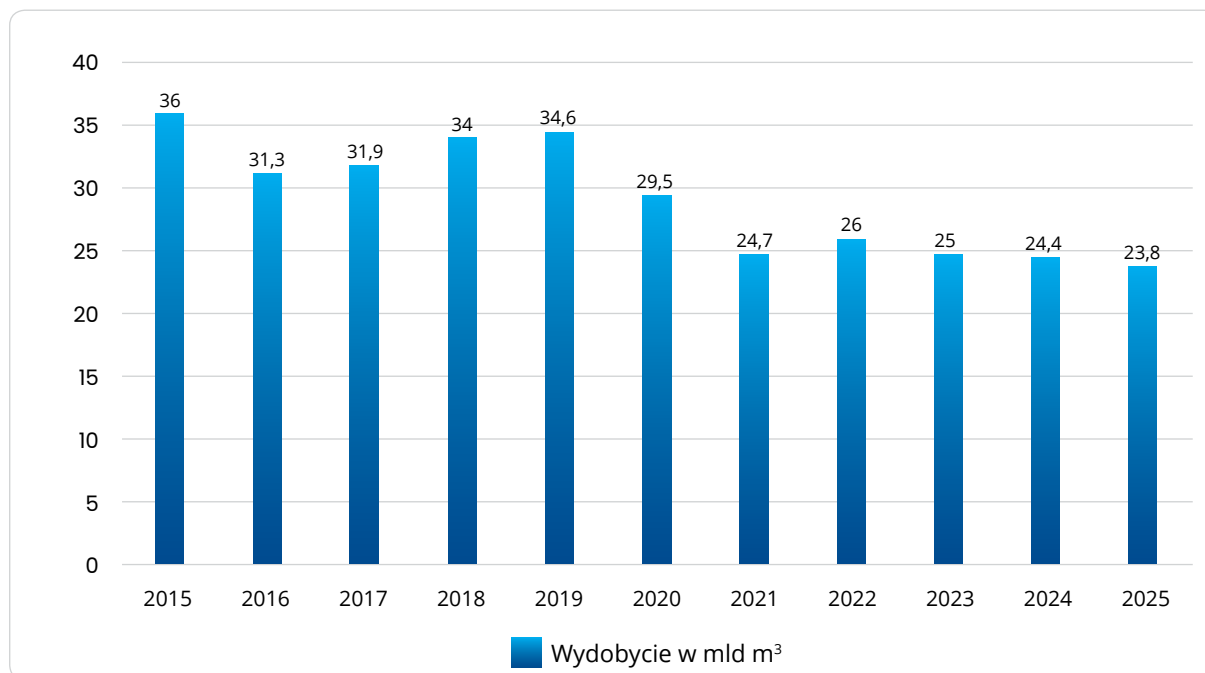
146 The Energy Year, *Atlantic LNG to decommission Train 1 due to gas shortage*. [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://theenergyyear.com/news/atlantic-lng-to-decommission-train-1-due-to-gas-shortage/>].

147 bp, *Annual Report and Form 20-F 2024*, s. 261; por. Trinidad Express, *BP confirms plans to „decommission” Train 1* [dostęp: 10.07.2026 r. w: https://trinidadexpress.com/business/local/bp-confirms-plans-to-decommission-train-1/article_c75ca9d6-fee8-11ef-a61b-f398b8e86619.html].

148 Atlantic LNG Company of Trinidad and Tobago, *Atlantic at a glance*.

wzdłuż łańcucha wartości: wydobywanie realizują spółki poszukiwawczo-wydobywcze, segment środkowy pośrednik gazowy i operator zakładu, a segment odbiorczy handlowcy LNG nabywający ładunki i wprowadzający gaz do sieci przesyłowych w krajach docelowych¹⁴⁹.

Rys. 35. Dynamika wydobycia gazu ziemnego w Trynidadzie i Tobago w latach 2015–2025.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Energy Institute, 2026 Statistical Review of World Energy.

Tab. 7. Eksportowe zdolności skraplające Trynidadu i Tobago.

L.p.	Terminal	Właściciel / operator	Lokalizacja	Roczna zdolność skraplania w mln ton	Status
1.	Atlantic LNG – Train 1	bp / Shell / NGC	Point Fortin, Trynidad / Morze Karaibskie	3,0	Wyłączony, dekomisja od IV kw. 2026 r.
2.	Atlantic LNG – Train 2	bp / Shell / NGC	Point Fortin, Trynidad / Morze Karaibskie	3,3	Pracuje
3.	Atlantic LNG – Train 3	bp / Shell / NGC	Point Fortin, Trynidad / Morze Karaibskie	3,3	Pracuje
4.	Atlantic LNG – Train 4	bp / Shell / NGC	Point Fortin, Trynidad / Morze Karaibskie	5,2	Pracuje
	Nominalna zdolność zakładu / efektywna zdolność operacyjna po 2026 r.			14,8 (20,41 mld m)	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Atlantic LNG, Atlantic at a Glance,

149 Ministry of Energy and Energy Industries of Trinidad and Tobago, op. cit.

Federacja Rosyjska

dr Marcin Sienkiewicz

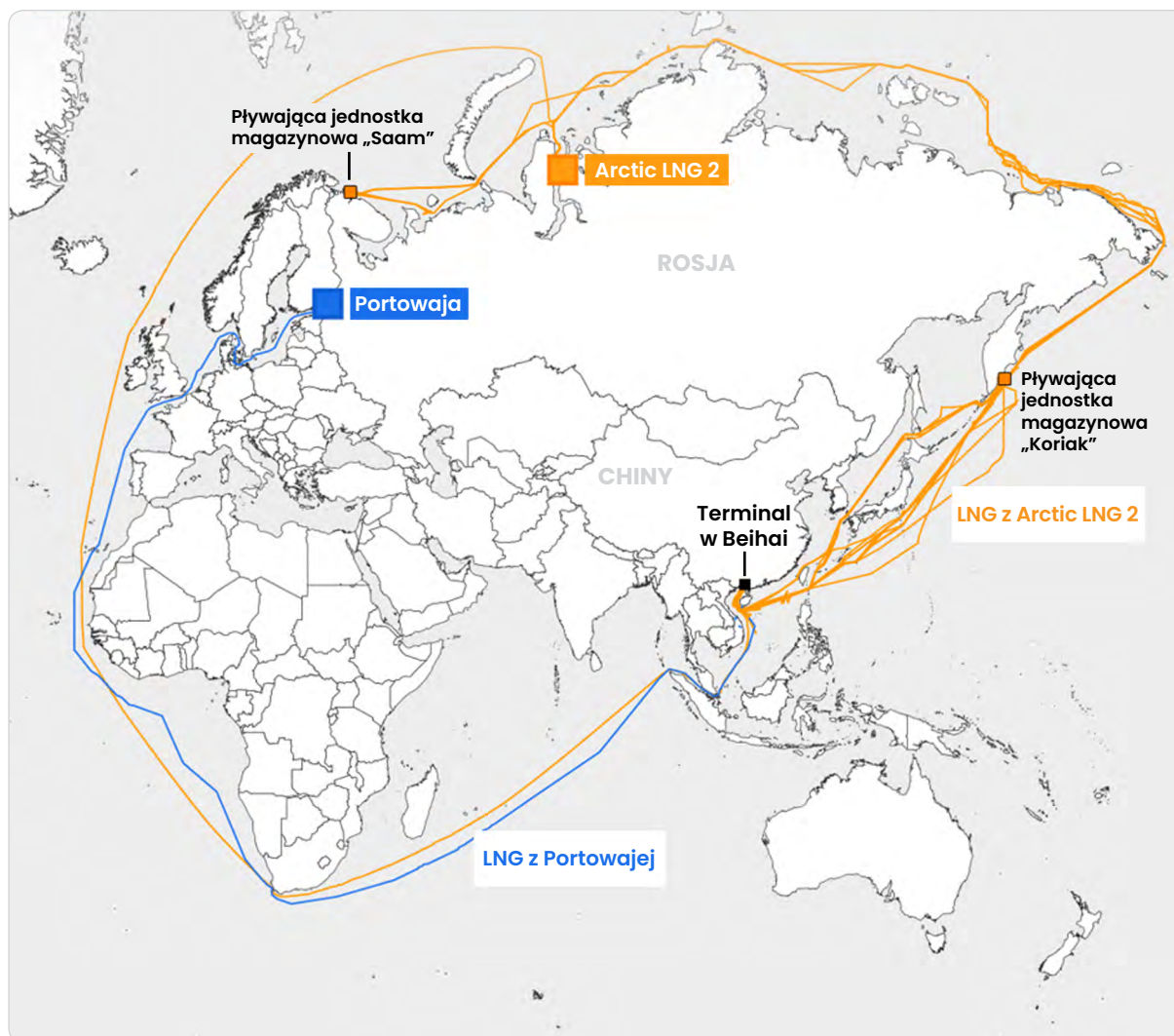
W świetle zatwierdzonego w marcu 2021 r. przez rząd rosyjski „Długoterminowego programu rozwoju produkcji gazu skroplonego Federacji Rosyjskiej”, zdolności produkcyjne LNG mają wzrosnąć maksymalnie do poziomu 140 mln ton rocznie w horyzoncie 2035 r. Jednocześnie rosyjskie władze zadeklarowały, że ich celem jest systematyczny wzrost udziału rosyjskiego LNG w globalnym handlu gazem nawet do poziomu 20–30%¹⁵⁰. Pomimo nakładanych przez UE ograniczeń, a także wprowadzenia zakazu importu rosyjskiego gazu po 2027 r., państwo rosyjskie kontynuuje prace nad rozwojem swoich mocy produkcyjnych gazu skroplonego. W 2022 r. Rosja dysponowała dwoma dużymi zakładami skraplania gazu: należący do międzynarodowego konsorcjum Sachalin-2 o nominalnej wydajności 9,6 mln ton rocznie oraz należący do Novateku zakład Yamal LNG o rocznej zdolności produkcyjnej sięgającej 17,4 mln ton. Na wybrzeżu bałtyckim znajdują się kolejne dwa niewielkie terminale skraplające: zbudowany przez Novatek Cryogas-Vysotsk o zdolności produkcyjnej na poziomie 0,66 mln ton rocznie oraz należący do Gazprom zakład Portowaja LNG o rocznej zdolności skraplania wynoszącej 1,5 mln ton. W 2022 r. rosyjskie firmy sprzedały łącznie 45,7 mld m³ (33 mln ton LNG) na rynkach zagranicznych, a w tym na rynki europejskie trafiło 19,2 mld m³¹⁵¹. Jednak to Chińska Republika Ludowa staje się głównym rynkiem, na którym rosyjscy producenci LNG starają się lokować swój towar. Według danych opublikowanych przez International Centre for Defence and Security (ICDS) eksport rosyjskiego gazu realizowany transportem przesyłowym miał zwiększyć się z poziomu 15 mld m³ w 2022 r. do 38 mld m³. W przypadku dostaw LNG w analogicznym okresie nastąpił wzrost z 9 mld m³ do 15 mld m³¹⁵².

150 S. Kardaś, *Wielkie ambicje: rosyjska ekspansja na rynku LNG*, [dostęp: 25.06.2026 r. w: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2021-05-17/wielkie-ambicje-rosyjska-ekspansja-na-rynku-lng>].

151 M. Rashad, E. Chow, C. Aizhu, *China lines up second LNG terminal for sanctioned Russian cargoes, sources say*, Reuters [dostęp: 01.07.2026 r. w: <https://www.reuters.com/business/energy/china-lines-up-second-lng-terminal-sanctioned-russian-cargoes-sources-say-2026-06-22/>].

152 ICDS, J. Lough, *Has the China-Russia Partnership Peaked?*, [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://icds.ee/en/has-the-china-russia-partnership-peaked/>].

Rys. 36. Mapa pokazująca trasy rosyjskich transportów LNG w objętych sankcjami terminali Portowaja (na niebiesko) lub Arctic LNG 2 (na pomarańczowo) do chińskiego terminalu Beihai.



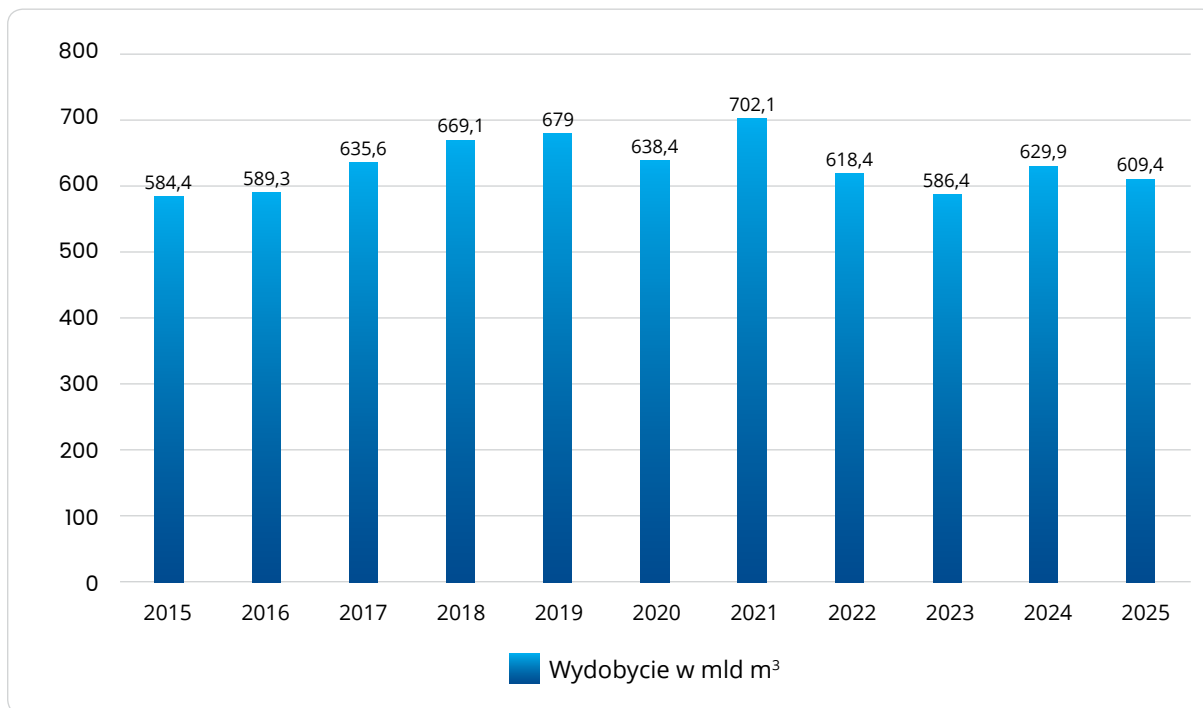
Źródło: France24

Wymieniona wyżej firma Novatek realizuje budowy kolejnych dwóch wielkoskalowych eksportowych terminali LNG¹⁵³. W pierwszy z terminali Arctic LNG 2 został ulokowany na wybrzeżu półwyspu Gyda w Jamalsko-Nienieckim Okręgu autonomicznym. Budowany etapami ma w ostateczności obejmować trzy instalacje skraplające o łącznej zdolności produkcyjnej 19,8 mln ton rocznie¹⁵⁴. Drugi obiekt został zlokalizowany w Murmańsku położonym u wybrzeża Morza Barentsa. Po zakończeniu pierwszej fazy budowy w 2027 r. terminal ma osiągnąć zdolność produkcyjną na poziomie 13,6 mln ton LNG rocznie. Po zakończeniu drugiej fazy rozbudowy do 2030 r. zdolności te mają się zwiększyć o kolejne 6,6 mln ton¹⁵⁵.

153 V. Afanasiev, *Russia declares breakthrough in LNG compressor manufacturing capability* [dostęp; 24.06.2026 r. w.: <https://www.upstreamonline.com/lng/russia-declares-breakthrough-in-lng-compressor-manufacturing-capability/2-1-2006976>]..

154 *Arctic LNG 2 Terminal*, [dostęp; 24.06.2026 r. w.: https://www.gem.wiki/Arctic_LNG_2_Terminal].

155 "Offshore Technology", *LNG terminal profile: Murmansk LNG Liquefaction Terminal, Russia*, [dostęp: 25.06.2026 r. w.: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/murmansk-lng-liquefaction-terminal-russia/>].

Rys. 37. Dynamika wydobycia gazu ziemnego w Federacji Rosyjskiej w latach 2015–2025.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Energy Institute, 2026 *Statistical Review of World Energy*.

Tab. 8. Rosyjskie eksportowe terminale LNG.

Lp.	Terminal	Właściciel	Lokalizacja	Roczna zdolność skraplania w mln ton	Status
1.	Yamal LNG	Novatek	Półwysep Jamalski/Ocean Arktyczny	9,6	Pracuje
2.	Sachalin-2	Gazprom	Wyspa Sachalin/Ocean Spokojny	17,4	Pracuje
3.	Gazprom	Portowaja LNG	Wybrzeże Morza Bałtyckiego	1,5	Pracuje
4.	Cryogas-Vysotsk	Novatek	Wybrzeże Morza Bałtyckiego	0,66	Pracuje
5.	Arctic LNG 2	Novatek	Półwysep Gydan/Ocean Arktyczny	19,8	W rozbudowie
6.	Murmańsk LNG	Novatek	Półwysep Kolski/Morze Barentsa	20,2	W rozbudowie
Planowane łączne roczne zdolności produkcyjne w 2030 r.				71,16 (98,13 mld m³)	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych publikowanych w Internecie

4.2. Wybrane źródła dostaw LNG – analiza uwarunkowań politycznych

Stany Zjednoczone

Agata Łoskot-Strachota

Stany Zjednoczone są uważane za najważniejszego sojusznika Polski w dziedzinie polityki zagranicznej i bezpieczeństwa, postrzegane są także jako najsilniejszy partner w euroatlantyckim systemie bezpieczeństwa. W 2017 roku rozpoczęła się formalna współpraca polsko-amerykańska w zakresie dostaw LNG w rezultacie podpisania pierwszego kontraktu pomiędzy PGNiG a amerykańskim producentem Cheniere Marketing International¹⁵⁶. Warszawa postrzega rozwój współpracy ze stroną amerykańską jako pożądany kierunek działań służących zapewnieniu przewidywalnego i bezpiecznego importu gazu ziemnego do Polski¹⁵⁷. Współpraca z amerykańskimi dostawcami ma także umożliwiać uzyskanie przez Polskę roli regionalnego centrum handlu i dystrybucji paliwa gazowego¹⁵⁸. Strategiczny status współpracy energetycznej ze Stanami Zjednoczonymi nie powinien jednak zwalniać od analizy potencjalnych ryzyk, które obciążają dostawy amerykańskiego LNG. Część z nich związana jest ze specyfiką sytuacji w amerykańskim sektorze naftowo-gazowym. Wg części źródeł w kolejnych latach przyrost potencjału produkcyjnego w USA wyhamuje, w związku ze specyfiką wydobywania gazu (w tym gazu stowarzyszonego produkowanego przy okazji wydobywania ropy) a popyt na surowiec w samych Stanach ma rosnąć (w związku ze zwiększeniem zapotrzebowania m.in. ze strony sektora cyfrowego i centrów danych, ale też na gaz zasilający dla terminali eksportowych). W konsekwencji rosnąć będzie konkurencja o surowiec amerykański i jego ceny¹⁵⁹. W sferze politycznej ryzyka mogą być związane z sytuacją wewnątrzpolityczną w USA i utrzymującym się głębokim sporem między stroną republikańską, szczególnie środowiskiem Make America Great Again, a stroną demokratyczną o kierunki polityki energetycznej oraz ochrony klimatu. W sytuacji ewentualnej wygranej Partii Demokratycznej w kolejnych wyborach, może potencjalnie dojść do zmiany aktualnej polityki wspierającej wydobywanie i eksport amerykańskich węglowodorów. Nie można zatem wykluczyć politycznego scenariusza, w którym demokratyczna administracja powróci do stosowania ograniczeń administracyjnych dla sektora LNG i tym samym do zahamowania przyszłego rozwoju produkcji, co przekładało się by na wyhamowanie wzrostu podaży w kolejnym cyklu inwestycyjnym czyli średnim lub długim okresie¹⁶⁰.

156 Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Pierwszy kontrakt na regularne dostawy amerykańskiego LNG do Polski*, 21.11.2017, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/pierwszy-kontrakt-na-regularne-dostawy-amerykan-skiego-lng-do-polski>, [dostęp: 03.04.2026 r.].

157 Więcej na temat zainicjowania współpracy gazowej Polski ze Stanami Zjednoczonymi m.in. w: M. Sienkiewicz, *Znaczenie gazu ziemnego w relacjach polsko-amerykańskich*, s. 119-133, w: „Dyplomacja i Bezpieczeństwo” 2017/2018, nr 1 (5).

158 ORLEN, *ORLEN rozwija strategiczny projekt Baltic Eagle Gas Hub*, 26.06.2026 r., <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/biezace/2026/czerwiec-2026/orlen-rozwija-strategiczny-projekt-baltic-eagle-gas-hub>, [dostęp: 18.08.2026 r.].
Radio Gdańsk, *Prezes GAZ-SYSTEMU: „Polska stanie się hubem gazowym dla Europy”*, 17.08.2026 r., <https://radiogdansk.pl/audycje/gosc-radia-gdansk/2026/08/17/prezes-gaz-systemu-polska-stanie-sie-hubem-gazowym-dla-europy/>, [dostęp: 19.08.2026].

159 Por. np. BloombergNEF, *Global Gas and LNG Outlook*, <https://about.bnef.com/insights/commodities/global-gas-and-lng-outlook/#overview>

160 Np. Senator partii Demokratycznej Sheldon Whitehouse skrytykował wprowadzone przez prezydenta Donalda Trumpa zarządzenia wykonawcze likwidujące ograniczenia administracyjne dla branży naftowej i gazowej, które jego zdaniem są uderzeniem w realizowane od dekad polityki stanowe chroniące środowisko naturalne i ograniczające emisję dwutlenku węgla. U.S. Senate Committee on Environment & Public Works, *Whitehouse Slams Trump's Executive Order as Cost-Raising Giveaway to Big Oil, Assault on State Sovereignty*, 09.04.2025 r., <https://www.epw.senate.gov/public/index.cfm/2025/4/whitehouse-slams-trump-s-executive-order-as-cost-raising-giveaway-to-big-oil-assault-on-state-sovereignty>, [dostęp: 04.07.2026].

Pytania o bezpieczeństwo i stabilność dostaw LNG z USA związane są też z coraz wyraźniej widocznymi rozbieżnościami i napięciami w dwustronnych w relacjach USA-UE dotyczącymi amerykańskich interesów i działań na arenie międzynarodowej (m.in. dotyczących Grenlandii czy wojny w Iranie) oraz sposobu ich zabezpieczania. Pojawiają się w związku z tym obawy o ryzyko instrumentalizacji przez Waszyngton europejskiej zależności od amerykańskiego LNG. Amerykańska strategia rozwoju produkcji i ekspansji eksportowej LNG może w dalszej perspektywie zderzyć się z unijną polityką odchodzenia od wykorzystywania paliw kopalnych¹⁶¹. Napięcia między USA a UE ujawniły się także w przypadku negocjowanego porozumienia celnego pomiędzy obiema stronami¹⁶². Ewentualność odrzucenia przez eurodeputowanych tego porozumienia miała, wedle amerykańskiego prezydenta, skutkować utratą korzystnego dostępu do amerykańskiego LNG¹⁶³. Ostatecznie jednak Parlament Europejski zaakceptował porozumienie z USA w czerwcu 2026 r.¹⁶⁴

Nie można wykluczyć także skłonności obecnej administracji w Waszyngtonie do wpływania na zasady handlu gazem w Zachodniej Hemisferze, a potencjalnie – np. w przypadku wygranej wojny w Zatoce Perskiej – także na Bliskim Wschodzie, w tym w Iranie, czy też wpływania na zasady transportu surowca przez tzw. wąskie gardła takie jak cieśnina Ormuz czy Kanał Panamski. Niewykluczone jest wreszcie, że Stany Zjednoczone chciałyby móc również uzyskać jakiś wpływ na handel gazem prowadzony przez Rosję. Tego typu cele nie są jednak w żaden sposób formalnie i/lub jednoznacznie potwierdzone. Ich potencjalnie możliwe osiągnięcie niewątpliwie dawałoby USA dominację na światowym rynku surowca, co mogłoby hipotetycznie skutkować możliwością wpływu na jego przepływy, rynki zbytu i ceny¹⁶⁵.

Obawy o instrumentalizację przez amerykańską administrację dostaw gazu może zmniejszać natomiast dotychczasowa natura relacji gazowych i funkcjonowania amerykańskiego rynku gazu. Po pierwsze eksporterami LNG są przede wszystkim amerykańskie firmy prywatne a stopień ich współpracy i zależności od działania administracji w Waszyngtonie jest znacząco niższy niż w przypadku Rosji. Dodatkowo sam biznes naftowo-gazowy ma pewien wpływ na funkcjonowanie obecnej administracji w Białym Domu. Po drugie rynek europejski jest najważniejszym rynkiem zbytu dla amerykańskiego LNG – w 2025 r. stanowił 68% całości eks-

161 Przykładem występujących różnic na tym polu było skrytykowanie przez niemieckiego ministra środowiska Carstena Schneidera decyzji amerykańskiego prezydenta uchylającej oficjalną ocenę zagrożenia związanego z gazami cieplarnianymi wydaną za kadencji Baracka Obamy w 2009 r. Niemiecki polityk podkreślił jednocześnie, że „Jesteśmy za ochroną klimatu. Co roku zmniejszamy emisję. A. Widzyk, *Trump znosi regulacje klimatyczne. Krytyka Berlina*, „Detsche Welle”, 13.02.2026 r., <https://www.dw.com/pl/trump-znosi-regulacje-klimatyczne-krytyka-z-berlina/a-75949282>, [dostęp: 04.07.2026].

162 27 lipca 2025 r. prezydent USA Donald Trump i przewodnicząca Komisji Europejskiej (KE) Ursula von der Leyen ogłosili osiągnięcie porozumienia politycznego ws. ramowej umowy handlowej Unia Europejska – Stany Zjednoczone. Zgodnie z nią m.in. większość towarów trafiających z UE do USA ma być obłożona 15-procentowym cłem. PISM, Porozumienie w sprawie umowy handlowej Unia Europejska – USA, 30.07.2025 r., <https://www.pism.pl/publikacje/porozumienie-w-sprawie-umowy-handlowej-unia-europejska-usa>, [dostęp: 04.07.2026].

163 P. Bera, Trump daje ultimatum UE ws. cel i szantażuje gazem. Sankcje na Europę? To możliwe, „money.pl”, 25.03.2026 r., <https://www.money.pl/gospodarka/trump-daje-ultimatum-ue-ws-cel-i-szantazuje-gazem-sankcje-na-europe-to-mozliwe-7267756762843232a.html>, [dostęp: 04.07.2026].

164 WNP.PL, *Parlament Europejski za porozumieniem z USA w sprawie cel*, 16.06.2026 r., <https://www.wnp.pl/rynki/parlament-europejski-za-porozumieniem-z-usa-w-sprawie-cel,1072335.html>, [dostęp: 14.08.2026]

165 Na podstawie A. Łoskot-Strachota, *Nadmierna zależność? Rosnąca rola LNG i ropy z USA na rynku unijnym*, OSW 4.022026, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2026-02-04/nadmierna-zalezynosc-rosnaca-rola-lng-i-ropy-z-usa-na-rynku>

portu z USA¹⁶⁶. Aby realizować cel zwiększania sprzedaży USA powinno zależeć m.in. na stabilności i wiarygodności dostaw, co utrudniałoby ich instrumentalizację. Dodatkowo, trwałe zwiększenie dostaw na alternatywne duże rynki zbytu (w tym do Chin) jest trudne ze względu na bardziej skomplikowane (dłuższe i droższe) szlaki dostaw ale też utrzymujące się napięcia w relacjach politycznych Waszyngton – Pekin. Wydaje się, że nawet w przypadku ustania chińskich sankcji na amerykańskie LNG, w interesie USA nie jest zwiększanie swej zależności od rynku ChRL. Wreszcie wydaje się, że instrumentalizacji relacji gazowych USA z Europą nie służy obecna struktura rynku LNG, na której kształt w sporym stopniu wpłynęły amerykańskie praktyki handlowe. Rosnąca płynność i elastyczność handlu LNG, jego globalna natura, wzrost udziału kontraktów bez finalnej destynacji i graczy portfelowych zmniejszają zależność importerów od pojedynczych dostawców i ułatwiają uruchamianie w razie potrzeb alternatywnych dostaw. Wydaje się też że amerykańskie koncerny wykorzystują ten kształt rynku i zasady jego działania do realizacji swoich interesów. Ich rosnące znaczenie i udział w skali świata i rola dostawcy „ostatniej szansy” w przypadku zaburzeń na rynku (takich jak kryzys 2022/23 czy obecny, wywołany blokadą cieśniny Ormuz) stwarzają możliwość maksymalizacji zysków. Dodatkowo działania amerykańskiej administracji (takie jak naciski na ograniczenie stosowania unijnego rozporządzenia w krajach trzecich) sprzyjają ich interesom, bez wywracania dotychczasowych reguł gry.

Katar

Agata Łoskot-Strachota

Relacje polityczne Polski z Katarą zainicjowane zostały wraz z oficjalnym nawiązaniem stosunków dyplomatycznych w 1989 r. Katar postrzegany jest przez polską politykę zagraniczną jako państwo przyjazne, z którym łączą Rzeczpospolitą interesy gospodarcze. To właśnie od pierwszego zawartego w 2009 r. i realizowanego od 2014 r. z katarskim koncernem Qatargas (obecnie Qatar Energy) 20 letniego kontraktu na dostawy LNG, rozpoczął się proces faktycznej dywersyfikacji źródeł importu gazu ziemnego do Polski. Umowę dodatkową do kontraktu długoterminowego podpisano w 2017 r.¹⁶⁷ Umożliwiają one sumaryczne dostawy do Polski 2,1 mln ton LNG (2,7 mld m³ gazu po regazyfikacji), rozładowywanych w terminalu w Świnoujściu¹⁶⁸. W 2025 r. gaz pochodzący z Kataru stanowił 11,2% całkowitego przywozu zewnętrznego do Polski, co już zaznaczono w rozdziale pierwszym Raportu¹⁶⁹.

Zagrożenia dla zachowania ciągłości dostaw zakontraktowanych w Katarze wolumenów gazu nie wynikają z określonej polityki tego państwa wobec Polski. Brak jest bowiem obecnie przesłanek pozwalających na uznanie prawdopodobieństwa instrumentalizacji przez Katar dostaw surowca do Rzeczpospolitej. Wyzwaniem jest geopolityczne umiejscowienie Kataru w regionie Zatoki Perskiej. Obszar ten obejmuje 8 państw posiadających dostęp do wybrzeży Zatoki: Bahrajn, Iran, Irak, Katar, Kuwejt, Oman (poprzez Muhafazat Musandam – półwyspawę znajdującą się na półwyspie Musandam), Arabię Saudyjską i Zjednoczone Emiraty Arabskie.

166 U.S. Energy Information Administration (EIA), *U.S. natural gas exports to grow nearly 30% by 2027 as LNG facilities ramp up*, 16.04.2026 r., <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67484>, [dostęp: 06.07.2026].

167 Serwis Rzeczpospolitej Polskiej, *Stosunki dyplomatyczne między Polską a Katarą zostały nawiązane we wrześniu 1989 r.*, 20.03.2023 r., <https://www.gov.pl/web/katar/relacje-dwustronne>, [dostęp: 20.07.2026].

168 ORLEN, PGNiG: Zawarcie Umowy Dodatkowej z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), 14.03.2017, <https://www.orklen.pl/pl/relacje-inwestorskie/raporty-i-publicacje/Archiwum-PGNiG/Raporty-biezace/2017/01/raport-biezacy-nr-20-2017>

169 Minister Energii, *Sprawozdanie z wyników ...*, op. cit., Warszawa, 2026 r., s. 11.

Terytoria wymienionych państw zajmują łącznie powierzchnię 4 642 676 km², z ludnością wynoszącą ok 190 mln osób. Powierzchnia wód samej Zatoki Perskiej wynosi ok. 241 000 km² ¹⁷⁰.

Zatoka Perska to region charakteryzujący się permanentną niestabilnością polityczno-militarną datującą się co najmniej od 1973 roku, czyli od pierwszego kryzysu naftowego. Jest to konsekwencja konkurencyjnych i czasem sprzecznych interesów i aspiracji regionalnych graczy politycznych m.in. takich jak Arabia Saudyjska czy Iran oraz aktywności i interesów mocarstw i państw zewnętrznych, takich jak Stany Zjednoczone, Izrael, Federacja Rosyjska czy Chińska Republika Ludowa. Znajdujące się w obrębie regionu złoża ropy naftowej i gazu ziemnego (odpowiednio ok. 50% i ponad 30% zasobów światowych), realizowana produkcja i dostawy tych surowców, w kontekście toczącej się nieustannie gry politycznej, traktowane są przez jej uczestników jednocześnie jako cenny zasób bądź narzędzie ekonomicznego nacisku¹⁷¹.

Tab. 9. Lista wybranych konfliktów polityczno-militarnych w rejonie Zatoki Perskiej w okresie lat 1973–2026.

Data	Konflikt	Strony	Konsekwencje
1973 r.	I kryzys naftowy	USA i państwa popierające Izrael w wojnie Jom Kipur – państwa arabskie produkujące ropę naftową.	• Drastyczny wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych wynikający z ograniczenia podaży. • Recesja gospodarcza w USA i państwach Zachodniej Europy w latach 1973–1975. • Rozwój sektora LNG jako alternatywy dla ropy naftowej
1979 r.	Irańska rewolucja islamska	Proamerykańska Monarchia Perska – przywódca szyitów Ruhollah Chomejni	• Obalenie monarchii i wprowadzenie teokratycznej republiki islamskiej w Iranie. • Iran uznaje USA za wroga. • Stan wrogości i permanentnego konfliktu pomiędzy Iranem a Izraelem. • II kryzys naftowy.
1980 r. – 1988 r.	Wojna iracko-irańska	Irak – Iran	• Status quo ante bellum. • Straty ludzkie i materialne stron wojujących.
1990 r.	Inwazja iracka na Kuwejt	Irak – Kuwejt	• Zajęcie zbrojne Kuwejtu przez Irak. • Aneksja Kuwejtu przez Irak.
1990 r. – 1991 r.	I wojna w Zatoce Perskiej	Koalicja ONZ – Irak	• Wyzwolenie Kuwejtu • Wprowadzenie międzynarodowego nadzoru nad handlem iracką ropą. • Redukcja zdolności militarnych Iraku.

¹⁷⁰ Britannica, What is The Persian Gulf and where is it located?, <https://www.britannica.com/summary/What-is-the-Persian-Gulf-and-where-is-it-located>, [dostęp: 20.08.2026].

¹⁷¹ Celem Raportu, ze względu na jego ograniczony zakres tematyczny, nie jest dokładne przedstawienie genezy, ewolucji i aktualnego stanu relacji politycznych i ekonomicznych w Regionie Zatoki Perskiej. To osobne, złożone zagadnienie opisywane już wielokrotnie w literaturze naukowej wymaga stałego monitoringu i aktualizacji analiz badawczych.

2003 r.	II wojna w Zatoce Perskiej	USA i koalicjanci – Irak	• Pokonanie Iraku. • Obalenie Saddama Husajna. • Rozpoczęcie okupacji Iraku.
2003 r. – 2011 r.	Misja stabilizacyjna w Iraku (okupacja) – wojna asymetryczna	USA i koalicjanci – Armia Machdiego (szyici), Al-Ka'ida (Dżihadyści sunniccy), iracka Partia Baas.	• Zmiana reżimu politycznego, w Iraku. • Strategiczne Porozumienie Ramowe USA–Irak¹⁷². • Przejęcie przez USA kontroli nad irackimi zasobami ropy naftowej. • Utrzymanie supremacji dolara amerykańskiego w handlu ropą naftową.
2014 r. – 2020 r.	Wojna Państwem Islamskim (terytoria Iraku i Syrii).	USA i koalicjanci, Federacja Rosyjska – Państwo Islamskie traktowane jako organizacja dążąca do utworzenia sunnickiego kalifatu na Bliskim Wschodzie.	• Rozbicie oddziałów zbrojnych Państwa Islamskiego. • Utrata bazy terytorialnej przez Państwo Islamskie. • Okresowy wzrost roli i wpływów Federacji Rosyjskiej w Regionie.
2025 r.	Wojna dwunastodniowa.	Izrael – Iran. zmasowane bombardowania irańskich obiektów nuklearnych w ramach izraelskiej operacji „Naród jak Lwica”. W odpowiedzi ataki rakietowe i dronowe Iranu na Izrael.	• Osłabienie potencjału militarnego Iranu. • Zniszczenie obiektów służących realizacji irańskiego programu nuklearnego. • Iran nie porzucił jednak swojego programu nuklearnego i nie zrezygnował ze wsparcia swoich klientów w postaci Ruchu Huti w Jemenie, Hezbollahu w Libanie, Hamas w Strefie Gazy.
2026 r.	Wojna irańska*	USA, Izrael – Iran, Hezbollah, Ruch Huti	• Blokada cieśniny Ormuz. • Przerwanie dostaw gazu i ropy z rejonu Zatoki Perskiej i wzrost cen tych surowców.

* W czasie pisania Raportu działania wojenne prowadzone. Nie są znane jeszcze rezultat i pełne konsekwencje tego konfliktu.

Źródło: Opracowanie własne M. Sienkiewicz

Powtarzające się na przestrzeni kilkudziesięciu ostatnich lat konflikty zbrojne, stanowią realne zagrożenie dla utrzymania ciągłości produkcji oraz transportu katarskiego LNG (oraz znacznie mniejszych wolumenów gazu skroplonego ze Zjednoczonych Emiratów Arabskich i Omanu). Przeprowadzone w marcu 2026 r. przez Iran ataki rakietowe na katarskie instalacje LNG doprowadziły do utraty 17% ich mocy eksportowych – 12,8 mln ton LNG rocznie. Wynikające z tych zniszczeń straty finansowe Kataru oszacowano natomiast na 20 mld USD rocznych

172 U.S.–Iraq Strategic Framework Agreement – podpisana w 2008 r. strategiczna umowa, która służyć ma normalizacji stosunków amerykańsko-irackich poprzez silną współpracę gospodarczą, dyplomatyczną, kulturalną i w zakresie bezpieczeństwa, a także stanowi podstawę długoterminowych stosunków dwustronnych opartych na wspólnych celach, U.S. EMBASSY IN BAGHDAD, <https://iq.usembassy.gov/our-relationship/>, [dostęp: 08.07.2026].

przychodów z tytułu sprzedaży LNG. Naprawa uszkodzeń i przywrócenie produkcji do poziomu sprzed ataku może potrwać od 3 do 5 lat co stanowić będzie poważne utrudnienie w realizacji opisanych wyżej planów Kataru w zakresie rozwoju sektora LNG¹⁷³.

Jak pokazuje przykład blokady cieśniny Ormuz w 2026 r., jakiegokolwiek poważniejsze zakłócenie dostaw z tych kierunków, choć uderza najmocniej w państwa Azji, wiąże się z konsekwencjami dla całego globalnego rynku gazu, w tym także dla Europy. Najważniejszym skutkiem są wzrosty i zmienność cen i intensyfikacja konkurencji o surowiec na rynku światowym. Można się spodziewać, że wojna w Zatoce będzie skutkować zmianą strategii eksportowej Kataru (oraz Zjednoczonych Emiratów Arabskich), w tym działaniami mającymi ograniczyć jego zależność od przesyłu przez Cieśninę Ormuz. Niewykluczona jest więc budowa nowych gazociągów/-ów ekspertowych (rozważane opcje szlaku nad Morze Czerwone i przedłużenia już istniejącego do terminalu w Omanie¹⁷⁴), zmiany struktury eksportu (np. zwiększenia udziału eksportu produktów pochodnych i/lub energochłonnych prostszych w transporcie wodą czy łądem niż gaz) itp. Wszystko to może zmieniać wielkość i udział LNG z Kataru na rynku światowym oraz opłacalność jego dostaw do poszczególnych regionów świata. Jednocześnie wydaje się że, po zapanowaniu pokoju i stabilnych warunków dla transportu surowca przez Ormuz, Doha będzie działać na rzecz odzyskania wiarygodności i marki stabilnego i wiarygodnego dostawcy, m.in. dla swoich europejskich kontrahentów.

Australia

Kamil Moskwik

Australia nie należy do kręgu bezpośrednich dostawców gazu skroplonego do Polski i w dających się przewidzieć warunkach rynkowych do niego nie dołączy. Decyduje o tym geografia: położenie zakładów skraplających w basenie Pacyfiku, odległość transportowa oraz koszt frachtu czynią dostawy do Świnoujścia nieopłacalnymi wobec ładunków amerykańskich i katarskich. Znaczenie Australii dla polskiego bezpieczeństwa dostaw ma zatem charakter pośredni, lecz nie marginalny. Jako trzeci eksporter świata Australia pełni funkcję głównego dostawcy dla rynków Azji Wschodniej, a tym samym stabilizatora popytu, który w innym wypadku kierowałby się do basenu atlantyckiego. Każde trwałe ograniczenie australijskich zdolności eksportowych przenosi konkurencję o ładunki na Atlantyk i podnosi ceny na rynku, z którego Polska pozyskuje surowiec.

Pierwszym źródłem ryzyka jest polityka wewnętrzna. Od lipca 2027 r. Australia wprowadziła obowiązek rezerwowania przez eksporterów 20% produkowanego gazu na potrzeby krajowe. Ma to służyć uniknięciu niedoborów i złagodzeniu wewnętrznych cen surowca i energii elektrycznej. Wymóg nie obejmuje kontraktów już podpisanych, natomiast stanie się podstawą do uzyskania przyszłych licencji eksportowych¹⁷⁵. Presja krajowa ma podstawy strukturalne: we Wschodniej Australii sektor LNG absorbuje większość produkcji gazu, a udział surowca dostępnego dla rynku wewnętrznego spadł z 30% w 2019 r. do 26% w 2024 r.¹⁷⁶ Konflikt między

173 M. El Dahan, A. Mills, Y. Saba, *Iran attacks wipe out 17% of Qatar's LNG capacity for up to five years*, QatarEnergy CEO says, "Reuters", 19.03.2026 r., <https://www.reuters.com/business/energy/iran-attack-damage-wipes-out-17-qatars-lng-capacity-three-five-years-qatarenergy-2026-03-19/>, [dostęp: 14.08.2026].

174 In Qatar Energy Sector Damage is Severe and the Way Back Will be Long, NY Times, 14.05.2026, <https://www.nytimes.com/2026/05/14/business/qatar-lng-iran.html>

175 Enerdata, *Australia to introduce a 20% domestic gas reservation obligation for LNG exporters*, 2026.

176 IEEFA, op. cit.

eksportem a popytem krajowym oznacza, że każda decyzja regulacyjna o priorytetowym kierowaniu wolumenów spotowych na rynek wewnętrzny uderzy bezpośrednio w utylizację terminali i w podaż ładunków elastycznych na rynku światowym.

Drugim źródłem ryzyka jest erozja bazy zasobowej i tempo procedur administracyjnych. Wygasanie dotychczasowych pól wydobywczych sprawia, że utrzymanie eksportu zależy od terminowego uruchomienia projektów Scarborough i Barossa oraz kolejnych po nich. Przy średnim czasie oczekiwania na decyzje sięgającym kilkuset dni każde opóźnienie inwestycyjne przekłada się na obniżenie wykorzystania zakładów skraplających, a w dłuższym okresie na spadek atrakcyjności inwestycyjnej kolejnych projektów rozbudowy mocy.

Trzecim ryzykiem jest ryzyko geopolityczne właściwe dla basenu Pacyfiku. Koncentracja 90% eksportu na czterech rynkach Azji Wschodniej oznacza wysoką wrażliwość całego systemu na napięcia wokół Tajwanu, Morza Południowochińskiego oraz na szlaki prowadzące przez cieśniny archipelagu indonezyjskiego. Poważniejszy kryzys w tym rejonie skutkowałby nie tylko przerwaniem dostaw do odbiorców azjatyckich, lecz także gwałtownym przekierowaniem popytu tych rynków na basen atlantycki, co w warunkach trwającej blokady cieśniny Ormuz oznaczałoby kumulację dwóch niezależnych szoków podaźowych. Dla Polski, która ponad jedną trzecią wolumenu pozyskuje w formule spot, byłby to scenariusz najbardziej dotkliwy cenowo.

Czwartym czynnikiem jest zmiana samej natury australijskiego eksportu. Rosnący udział ładunków spotowych oraz pośrednictwo japońskich graczy portfelowych osłabiają związek między krajem produkcji a krajem finalnego odbioru. Zjawisko to zmniejsza przejrzystość rzeczywistych destynacji, ale jednocześnie działa na korzyść odbiorców europejskich: w warunkach silnego arbitrażu cenowego wolumeny formalnie australijskie mogą trafiać do Europy za pośrednictwem graczy portfelowych, co zwiększa elastyczność globalnego rynku i pośrednio wzmacnia pozycję negocjacyjną importerów takich jak Polska.

Trinidad i Tobago

Kamil Moskwik

Trynidad i Tobago pełni w polskim bilansie gazowym rolę dostawcy marginalnego, lecz realnego. W 2025 r., przy rekordowych 81 dostawach do terminala w Świnoujściu i wolumenie sięgającym blisko 6 mln ton, pojedyncze ładunki pochodziły z Trynidadu i Tobago oraz Senegal, przy 62 dostawach amerykańskich i 17 katarskich¹⁷⁷. Ładunki trynidadzkie trafiają do Polski w formule spot, która w 2025 r. odpowiadała za ponad jedną trzecią przyjętego wolumenu. Znaczenie tego kierunku wynika z geografii: krótki dystans z Point Fortin do wybrzeży europejskich czyni Trynidad jednym z niewielu źródeł elastycznych ładunków atlantyckich dostępnych w krótkim horyzoncie, co ma szczególną wartość w okresach napięcia rynkowego takich jak obecna blokada Cieśniny Ormuz¹⁷⁸.

177 Orlen, *ORLEN przyspiesza w LNG: więcej dostaw, silniejsza flota i rosnące moce importowe* [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/biezace/2026/luty-2026/orlen-przyspiesza-w-lng-wiecej-dostaw-silniejsza-flota-i-rosnace-moce-importowe>].

178 WNP.pl, *Rządki dostawca gazu zawitał do polskiego terminala LNG*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.wnp.pl/energia/rzadki-dostawca-gazu-zawital-do-polskiego-terminala-lng,1072632.html>].

Zagrożenia obciążające to źródło dostaw mają w pierwszej kolejności charakter ekonomiczno-technologiczny, a nie polityczny. Podstawowym problemem dla trwałości tego kierunku jest strukturalny niedobór gazu zasilającego instalacje produkcyjne. Wraz z dojrzewaniem dotychczasowych pól i opóźnieniami w uruchamianiu nowych projektów wydobywczych zakład w Point Fortin wielokrotnie pracował poniżej zdolności nominalnej. W 2024 r. wyeksportowano ok. 9 mln ton wobec efektywnej zdolności 12 mln ton, co oznacza wykorzystanie infrastruktury na poziomie ok. 75%. Odwraca to standardową logikę rynku LNG: wąskim gardłem nie jest tu ani zdolność skraplania, ani logistyka morska, lecz ilość gazu, który można w ogóle skroplić. Trynidad pozostaje zatem przypadkiem granicznym w globalnej geografii LNG jako rynek o ugruntowanej infrastrukturze i znaczącej historycznej roli, którego przyszłość determinują decyzje wykraczające poza granice samego łańcucha logistycznego.

Drugim i najpoważniejszym zagrożeniem jest uzależnienie perspektyw rozwojowych od amerykańskiej polityki sankcyjnej wobec Wenezueli. Kluczowym projektem uzupełniającym bazę zasobową jest złożo Dragon na wodach wenezuelskich, o szacowanych zasobach 4 bln stóp sześciennych (113 mld metrów sześciennych), położone kilkanaście kilometrów od trynidadzkiego pola połączonego rurociągiem z Atlantic LNG. Trynidad uzyskał od Caracas trzydziestoletnią licencję poszukiwawczo-wydobywczą w grudniu 2023 r., jednak realizacja projektu zależy od zgody amerykańskiego Office of Foreign Assets Control. Licencja wydana w październiku 2023 r. została cofnięta w kwietniu 2025 r., a następnie zastąpiona w październiku 2025 r. nową licencją o charakterze etapowym, której pierwsza faza obejmowała jedynie negocjacje i wygasła w kwietniu 2026 r., z wymogiem udziału podmiotów amerykańskich¹⁷⁹. Oznacza to, że dostępność przyszłych wolumenów trynidadzkich, w tym ładunków spotowych trafiających do Europy, pozostaje zmienną o krótkim horyzoncie regulacyjnym, ustalaną w Waszyngtonie, a nie w Port of Spain.

Trzecim czynnikiem ryzyka jest eskalacja napięć między Stanami Zjednoczonymi a Wenezuelą oraz ich przełożenie na bezpieczeństwo żeglugi w południowej części Morza Karaibskiego. Bliskość terytorialna Trynidadu wobec obszaru potencjalnego konfliktu oznacza, że poważniejszy kryzys zbrojny w regionie zagrażałby nie tylko projektowi Dragon, lecz także rutynowej obsłudze metanowców w Point Fortin. Czwartym jest skrajna koncentracja infrastruktury: jeden zakład, jeden port i brak jakiegokolwiek redundancji sprawiają, że awaria techniczna, spór pracowniczy lub incydent w porcie zatrzymuje cały eksport państwa. Piątym pozostaje konkurencja ze strony amerykańskiego wybrzeża Zatoki Meksykańskiej, która po 2016 r. wyparła surowiec trynidadzki z rynku Stanów Zjednoczonych i rywalizuje z nim na tych samych szlakach atlantyckich przy niższych kosztach jednostkowych.

Z perspektywy polskiego bezpieczeństwa dostaw Trynidad i Tobago nie stanowi kierunku strategicznego i nie może zostać uznany za alternatywę dla dostawców amerykańskich czy katarskich. Jego rola polega na uzupełnianiu podaży ładunków elastycznych w basenie atlantyckim, z którego Polska pozyskuje surowiec spotowy. Postępujący spadek trynidadzkiego eksportu, wyłączenie pierwszej linii produkcyjnej oraz niepewność wokół projektu Dragon zawężają zatem pulę ładunków dostępnych poza kontraktami długoterminowymi, co w wa-

179 Trinidad Guardian, *Govt gets OFAC licence for Dragon gas field*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.guardian.co.tt/news/govt-gets-ofac-licence-for-dragon-gas-field-6.2.2420494.d88f0666f3>].

runkach napiętego rynku przekłada się na wyższe koszty zakupu surowca przez odbiorców europejskich, w tym polskich.

Federacja Rosyjska

Agata Łoskot-Strachota

Polska, na co już wskazano w Raporcie, w 2022 r. zakończyła import gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej¹⁸⁰. Z perspektywy Polski państwo rosyjskie nadal generuje długookresowe i strukturalne zagrożenie dla bezpieczeństwa narodowego szczególnie w wymiarze militarnym, a także bezpieczeństwa energetycznego. Zrealizowana przez Polskę strategia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego doprowadziła do likwidacji zależności od rosyjskiego dostawcy i wygaśnięcia ryzyka celowego przerwania dostaw z kierunku wschodniego. Co więcej Polska była jednym z ważniejszych unijnych państw członkowskich które przyczyniły się do przyjęcia przez UE strategii całkowitego odchodzenia od importu surowców z Rosji. Wiąże się to dla Moskwy z kosztami natury rynkowej (utracony rynek i dochody) oraz politycznej (znaczący spadek możliwości wpływania na sytuację w Polsce i UE). Z dużym prawdopodobieństwem należy przyjąć, że sytuacja taka jest i będzie traktowana przez Rosję sytuacja niepożądana. W perspektywie krótkoterminowej kluczowe jest znaczenie infrastruktury gazowniczej – rurociągów importowych, interkonektorów oraz terminala LNG w Świnoujściu, które mogą stać się celem ataków hybrydowych (fizycznych lub cybernetycznych) realizowanych na zlecenie lub za inspiracją strony rosyjskiej. Ich uszkodzenie lub trwałe zniszczenie może w oczywisty sposób godzić w bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do Polski.

Rosja pozostając jednym z głównych graczy na globalnym rynku gazu będzie nadal chciała zachować zdolności do kształtowania sytuacji w tym obszarze. Z punktu widzenia Polski (i całej UE) na szczególną uwagę zasługuje obecnie jej aktywność w segmencie LNG. Należy założyć, że państwo rosyjskie będzie konsekwentnie działać na rzecz umożliwienia rozwoju własnych zdolności produkcyjnych i eksportowych gazu skroplonego pomimo niekorzystnych w ostatnich latach warunków oraz wzmacniać pozycję rynkową własnych koncernów (Gazpromu i Novateku). Rosja aktywnie działa na rzecz omijania uderzających w nią restrykcji i zapisów prawnych w handlu LNG, co rodzi rozmaitego typu ryzyka – osłabienia jakości egzekwowania prawa w UE i jedności wewnątrzunijnej, utrudnień w relacjach z alternatywnymi dostawcami gazu i LNG (w tym m.in. Azerbejdżanem i Turcją) czy wypadków i kolizji np. jednostek floty cieni transportujących rosyjski gaz skroplony mogących prowadzić do utrudnień na ważnych szlakach transportowych czy np. problemów dla środowiska/ekologicznych.

Dodatkowo Rosja wykorzystuje i będzie wykorzystywać wszelkie, malejące możliwości do instrumentalizacji pozostałej niedużej zależności UE od rosyjskiego gazu. Tuż po wstrzymaniu dostaw z Kataru na rynki światowe rosyjski wicepremier zasugerował, że Rosja może przekierować LNG płynące do europejskich odbiorców na bardziej go potrzebujące rynki azjatyckie. Równolegle Władimir Putin zasugerował możliwość wznowienia długoterminowej współpracy gazowej, jeśli UE zmieni swoją politykę. Skrytykował przy tym unijną decyzję zamykającą rynek dla rosyjskiego gazu określając ją jako przykład polityki samodestrukcyjnej¹⁸¹. Dopóki

180 Szerzej por. Raport DISE, *Gaz ziemny zakładnikiem geopolityki. Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych*, Wrocław 2022 r.

181 *Kremlin says EU's LNG plan is self-defeating, Russia will find new markets*, "Reuters", 20.03.2026, <https://www.reuters.com/business/energy/russia-says-it-will-shift-new-markets-its-lng-eu-shooting-itself-foot-2026-03-20/>, [dostęp: 23.07.2026].

trwa rosyjska wojna przeciw Ukrainie i hybrydowa wojna Rosji z Europą tego typu instrumentalizacje dostaw gazu, w tym LNG i granie wizją krótkoterminowych zysków z jednej strony, z drugiej zaś wykorzystywanie utrzymującej się zależności dla własnych korzyści (i szkód Europy) są ze strony rosyjskiej bardzo prawdopodobne. Należy też liczyć się z prawdopodobieństwem – szczególnie w przypadku trwałego zakończenia wojny na Ukrainie – działań na rzecz ponownego zwiększenia dostaw rosyjskiego surowca, w tym LNG do UE. Przestrzeń na takie działania widzieliśmy w pierwszej połowie 2026 r. kiedy to w związku z niedostępnością katarskiego surowca i pomimo przyjętych strategicznych decyzji o odchodzeniu od importu gazu z Rosji, państwa unijne sprowadziły wyraźnie więcej rosyjskiego LNG niż rok wcześniej¹⁸². Rosja ma największe światowe złoża gazu i pozostaje jednym z najbliższych UE jego producentów z ogromnym potencjałem wydobywczym i eksportowym. Znaczący i trwały wzrost eksportu będzie możliwy dopiero po zniesieniu sankcji i zmianie zapisów rozporządzenia o odchodzeniu od rosyjskiego gazu, można się więc spodziewać nasilenia presji w tym obszarze ze strony tak Moskwy jak i zainteresowanych wznowieniem rosyjskich dostaw podmiotów w UE. Jednocześnie powrót do skali i siły przedwojennych powiązań wydaje się mało prawdopodobny.

W ostatnim czasie, w związku z trwającymi wyzwaniami na światowym rynku LNG wywołanymi wojną na Bliskim Wschodzie widać sygnały świadczące o pojawiającym się w UE zainteresowaniu łagodzeniem sankcji, o czym świadczyły m.in. wypowiedzi premiera Belgii Barta De Wavera, który w marcu 2026 r. wezwał UE do „normalizacji stosunków z Rosją” i rozważenia decyzji o odłożeniu w czasie i/lub w ogóle zniesienie zakazu importu rosyjskiego gazu, w tym LNG, w obliczu narastającego kryzysu energetycznego¹⁸³. Niewątpliwie dla części krajów UE możliwość utrzymania i/lub zwiększenia dostaw z Rosji w obecnych warunkach rynkowych może być postrzegana jako sposób na uzupełnienie bilansu gazowego, zapełnienie magazynów i czynnik mogący obniżyć ceny surowca. Póki co tego typu głosy nie trafiają na żyzny grunt w Brukseli i wśród większości państw członkowskich i wydaje się że UE pozostaje zdeterminowana planowo i trwale odejść od importu surowca.

4.3. Kluczowe szlaki transportu LNG do Polski i Unii Europejskiej – ocena zagrożeń geopolitycznych **Agata Łoskot – Strachota**

Handel LNG, ze względu na swój globalny charakter i zależność od transportu morskiego silnie zależy od szeregu czynników pozostających poza kontrolą importera – bezpieczeństwa i pewności szlaków i łańcuchów logistycznych czy zachowań producentów, eksporterów i / lub pośredników. Tym samym narażony jest na szereg ryzyk fizycznych, związanych przede wszystkim ze specyfiką transportu i szlaków dostaw LNG. Czynnikiem mitygującym ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw LNG jest elastyczność rynku gazu skroplonego. Brak sztywnych połączeń transportowych oznacza, że w wielu przypadkach można zastąpić dostawcę, szlak transportowy czy pośrednika. Są jednak oczywiście ograniczenia dla tej elastyczności i za-

182 Por. David Callanan, Russian LNG imports hit record high as Europe's storage dilemma deepens, Global LNG Hub, 16.07.2026, <https://globallnghub.com/russian-lng-imports-into-europe-hit-record-high-despite-falling-pipeline-flows/>

183 "The Guardian", Belgian PM condemned over call to repair relations with Russia to ease energy costs, 13.03.2026 r., <https://www.theguardian.com/world/2026/mar/16/belgian-pm-bart-de-wever-call-repair-relations-russia-energy-costs-condemned>

stępowalności: związane m.in. z wąskimi gardłami w kluczowych miejscach szlaków eksportowych, dostępnością surowca w skali globalnej czy wreszcie poziomem cen.

Handel LNG, jak wiadomo, polega na transporcie morskim. Jego bezpieczeństwo i stabilność są kluczowe dla bezpieczeństwa i trwałości dostaw gazu skroplonego do odbiorców w Europie. To z kolei zależy m.in. od sytuacji na najważniejszych szlakach transportowych, w tym przede wszystkim:

- a. bezpieczeństwa tzw. wąskich gardeł od działań bezprawnych (piractwa, zbrojnych ataków, terroryzmu morskiego oraz blokady portów lub szlaków wodnych itp.) i/lub zagrożeń nawigacyjno-operacyjnych (kolizji, niezamierzonych blokad, wypadków);
- b. istnienia/wypracowania i przestrzegania w skali międzynarodowej zasad regulujących funkcjonowanie łańcuchów transportowo-logistycznych, o czasem nie najprostszej strukturze, powiązaniach czy przebiegu, zazwyczaj zarówno przez wody terytorialne jak i międzynarodowe.

UE zaopatrywana jest w LNG w zasadniczej mierze poprzez 6 głównych szlaków:

a. Szlak północnoatlantycki

W 2025 r. kluczowym szlakiem, którym płynęło ponad 50% dostaw gazu skroplonego do Europy był **szlak północnoatlantycki**. Wysyłane nim są ładunki z terminali amerykańskich (głównie z Zachodniego Wybrzeża), a jego rola wraz ze wzrostem mocy eksportowych USA i innych producentów z Ameryki Północnej i Łacińskiej oraz europejskiego importu rośnie i będzie rosła. W przypadku potencjalnych dostaw z Zachodniego Wybrzeża, Meksyku, Kanady czy Peru możliwy jest transport LNG do Europy także tym szlakiem przy wykorzystaniu kanału Panamskiego.

b. Szlak południowoatlantycki

Drugi to tzw. **szlak (południowo) atlantycki**. Dostarczany nim jest LNG z krajów zachodnioafrykańskich (Nigerii, Angoli, Senegalu/Mauretanii i in.). Południowym Atlantykiem dociera nim także do UE gaz z Trynidadu i Tobago, a potencjalnie i z Argentyny.

c. Szlak północnoeuropejski

Drugim co do znaczenia był **szlak północnoeuropejski**, którym realizowane są dostawy z Rosji i Norwegii. Jego znaczenie wzrosło od wybuchu pełnoskalowej wojny na Ukrainie i dodatkowo – przejściowo – od marca 2026 i zablokowania cieśniny Ormuz. Jednocześnie spodziewane jest skokowe zmniejszenie jego roli w związku z wdrażaniem unijnej legislacji – w 2027 roku wraz z całkowitym zakazem importu rosyjskiego LNG do UE powinno spaść ponad 7-mio krotnie.

d. Szlak bliskowschodni

Trzeci to **szlak bliskowschodni**, bodajże najbardziej ryzykowny ze wszystkich. Biegnie do Europy przez aż trzy 'wąskie gardła' tj cieśniny Ormuz i Bab al-Mandeb oraz Kanał Sueski, a potem przez Morze Śródziemne, po części także przez Cieśninę Gibraltarską. Dostarczany nim jest w normalnych warunkach LNG z Kataru, ew. ZAE oraz Omanu. Jednocześnie konflikty i wyzwania dla bezpieczeństwa w ww. wąskich gardłach widoczne od 2023r. (por niżej) przyczyniły się po pierwsze do spadku dostaw z Kataru do Europy (na korzyść Azji), a po drugie do częstszego wybierania alternatywnej opcji tj. dostaw szlakiem omijającym Przylądek Dobrej Nadziei i Afrykę (por. niżej). Obecna wojna w Zatoce Perskiej skutkuje, zapewne tymczasowym, spadkiem – praktycznie do zera – znaczenie tego szlaku.

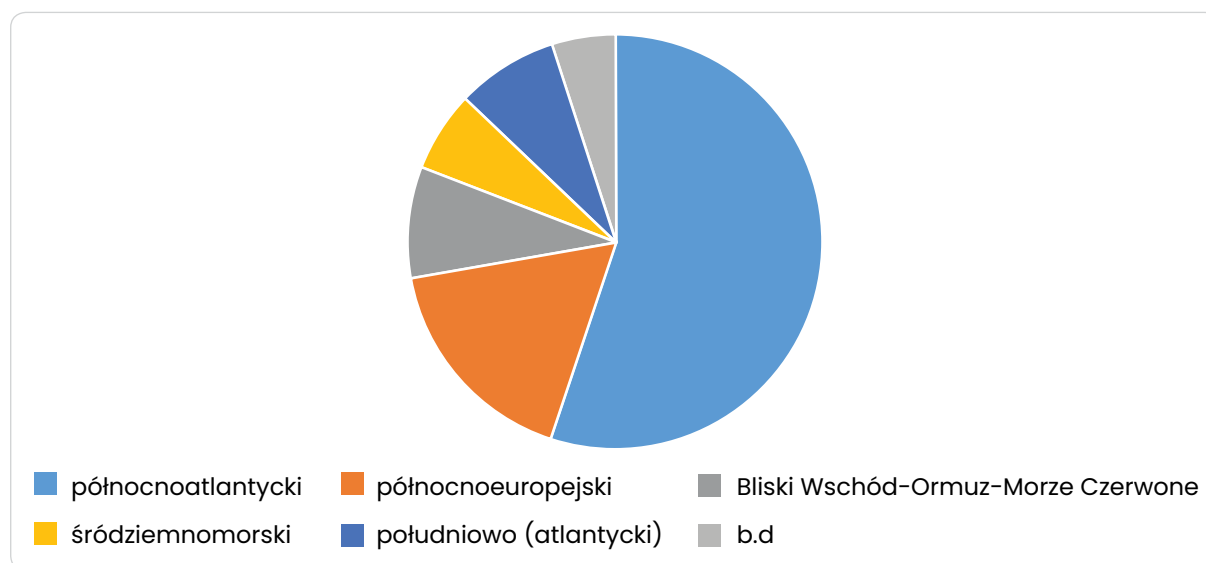
e. Szlak śródziemnomorski

Szlak śródziemnomorski (stanowiący także część szlaku bliskowschodniego), którym do unijnych terminali płynie surowiec z Algierii (oraz z Kataru – por. wyżej), a w przyszłości potencjalnie także z Egiptu, Izraela czy Cypru.

f. Szlak południowoafrykański

Wreszcie istnieje także **szlak południowoafrykański**, biegnący wokół Przylądka Dobrej Nadziei i zachodniego wybrzeża Afryki, wykorzystywany w niewielkim stopniu i nie w sposób ciągły do zaopatrywania UE w LNG. Jest on przede wszystkim uważany za istotny alternatywny, awaryjny 'korytarz' dostaw z Bliskiego Wschodu – np. w przypadku problemów z dostępem do Morza Czerwonego (widoczne to stało się od 2023 r. – por. niżej). Jest to bardzo długa trasa, co wpływa na czas (wydłużając go średnio o 10-15 dni w przypadku ładunków z Zatoki Perskiej) i koszty dostaw, jednak w przypadkach awaryjnych może być wykorzystywany np. dla dostaw z Kataru, ZAE, Omanu i/lub z Mozambiku.

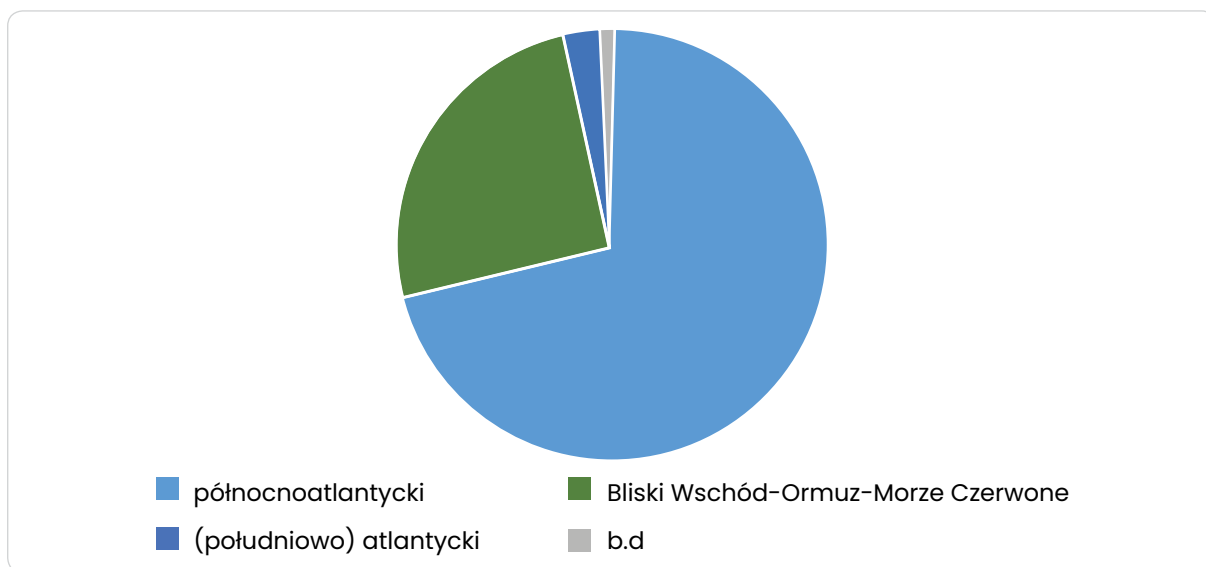
Rys. 38. Szlaki dostaw LNG do UE w 2025 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Eurostatu

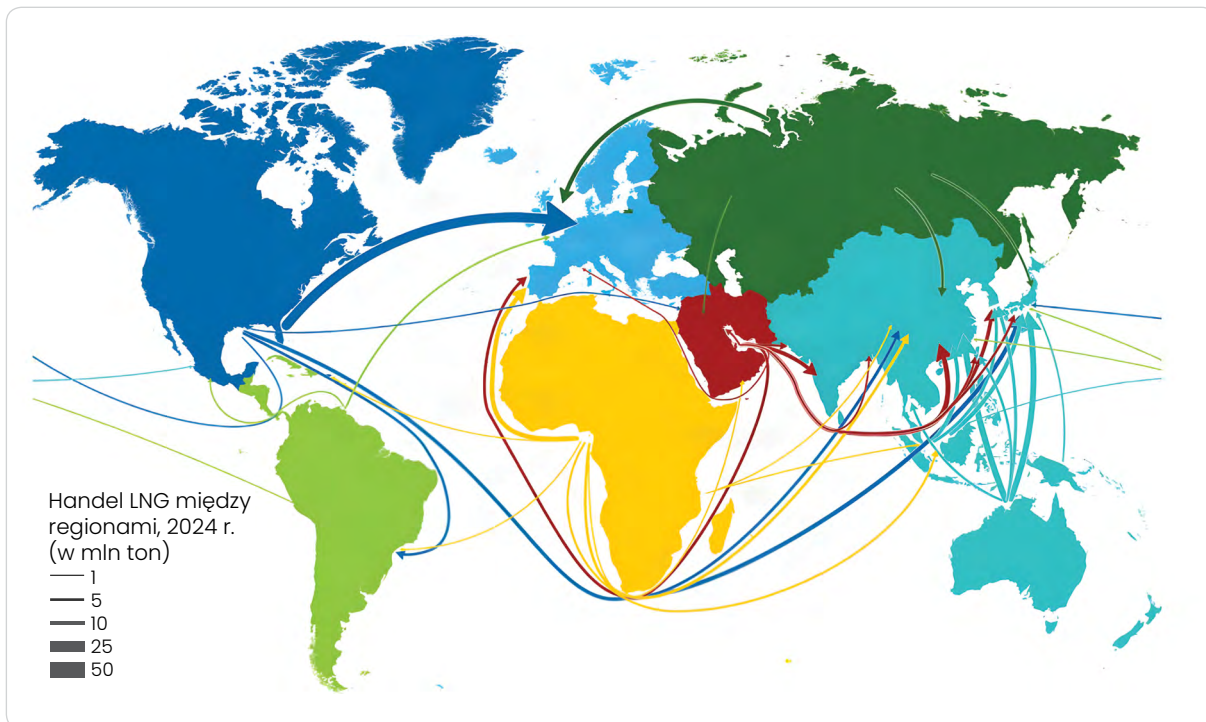
Polska ma mniej zdywersyfikowane szlaki dostaw LNG niż UE jako całość. Najważniejszym jest północnoatlantycki (ponad 71% dostaw). Drugi to bliskowschodni (lub południowoafrykański), jednak w trakcie blokady Ormuz są one zastępowane dostawami realizowanymi przez inne szlaki. Wreszcie pojedyncze dostawy w 2025 r. docierały na nasz rynek szlakiem (południowo) atlantyckim.

Rys 39. Szlaki dostaw LNG do Polski w 2025 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych CIRE

Rys. 40. Mapa głównych szlaków dostaw LNG na świecie.



Źródło: IGU, 2025 World LNG Report

4.4. Wąskie gardła i ryzyka na szlakach dostaw LNG do Polski i Unii Europejskiej

Agata Łoskot-Strachota

Stabilność i bezpieczeństwo dostaw LNG na poszczególnych szlakach narażone jest na ryzyko fizycznych zakłóceń przede wszystkim w tzw. wąskich gardłach. Są to strategicznie ważne punkty – zwążenia morskich szlaków handlowych, zazwyczaj w postaci cieśnin lub kanałów, których zablokowanie lub ograniczenie przepustowości skutkuje wyraźnymi opóźnieniami w dostawach i ich podwyższonymi kosztami, a w ekstremalnych przypadkach poważniejszymi zakłóceniami w handlu. Dostęp do cieśnin i kanałów ważnych dla światowego handlu morskiego regulują przepisy prawa międzynarodowego. Podczas jednak, gdy cieśniny są jednoznacznie objęte zapisami Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza UNCLOS¹⁸⁴, to w przypadku kanałów (sztucznych szlaków wodnych zbudowanych i utrzymywanych przez konkretne państwa) wynika to z dedykowanych traktatów i zazwyczaj związane jest z pobieraniem opłat.

Dla Polski i UE najważniejsze znacznie mają wąskie gardła na najważniejszych obecnie szlakach dostaw LNG i tych których rola wzrośnie w przyszłości. Jednocześnie w sytuacji nagłego wzrostu zapotrzebowania na gaz i/lub problemów na jednym z dotychczas istotnych szlaków rośnie waga także tych mniej istotnych obecnie, czasem nawet wcale nie wykorzystywanych do tej pory 'korytarzy' dostaw i ryzyk na nich występujących. Z ważnych w skali światowej wąskich gardeł największe ryzyka dla stabilności i bezpieczeństwa dostaw do UE generują, ze względu na ilość realizowanego importu unijnego z tego kierunku oraz ilość wyzwań politycznych oraz siłę napięć i konfliktów w regionie, 3 wąskie gardła znajdujące się na szlaku bliskowschodnim tj Cieśnina Ormuz, Bab al-Mandeb i Kanał Sueski. Jednocześnie dla całej UE ważne jest też bezpieczeństwo Kanału La Manche, a dla zabezpieczenia w LNG (i inne surowce) Polski, państw bałtyckich czy Finlandii – Cieśniny Duńskie.

Cieśnina Ormuz

Cieśnina Ormuz, umiejscowiona pomiędzy Iranem a Omanem i łącząca Zatokę Perską i Zatokę Omańską z Morzem Arabskim i Oceanem Indyjskim, ma szerokość w najwęższym miejscu ok. 54 km. Jest bodajże najważniejszą cieśniną w światowym handlu LNG i kluczową dla zaopatrzenia Europy w ropę i gaz. W normalnych warunkach przepływało przez nią ok. 20% surowca skroplonego sprzedawanego na świecie¹⁸⁵. Znaczenie i potencjał utrudniania eksportu LNG w przypadku zablokowania tego wąskiego gardła stał się wyraźnie widoczny od początku marca 2026, kiedy w konsekwencji wojny Izraela i USA z Iranem Teheran zablokował dostęp do cieśniny Ormuz. Po jakimś czasie USA z kolei zablokowały eksport z irańskich terminali. Pomimo negocjacji pokojowych, czasowego zawieszenia broni i częściowego wznowienia transportu przez cieśninę, ruch jest w dalszym ciągu (sierpień 2026) ok 10-cio krotnie niższy niż przed wybuchem wojny¹⁸⁶. Najmocniej skutki blokady uderzają w państwa azjatyckie, do których płynęło ponad 80% eksportu z Zatoki Perskiej, jednak w UE też jest ona odczuwalna.

184 Część III Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza z 1982 r., w tym prawo przejścia tranzytowego.

185 A także ok 25% morskiego handlu ropą i paliwami por. Strait of Hormuz Factsheet IEA, February 2026, <https://www.iea.org/about/oil-security-and-emergency-response/strait-of-hormuz>

186 Por. Hormuz traffic still low, Iran seeks concessions, Argus Media, 12.08.2026, <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2864029-hormuz-traffic-still-low-iran-seeks-concessions>

Wyraźnie w krajach które importowały gaz katarski tj. Włoszech, Belgii, Polsce i Hiszpanii, ale też w skali całej UE ze względu na wzrost cen i większą konkurencję na rynku spot.

Cieśnina Ormuz w konsekwencji wojny amerykańsko-irańskiej, jak już zaznaczano w Raporcie, została zablokowana fizycznie – jednostki próbujące ją przepłynąć są narażone na ataki (głównie irańskie), oraz ryzyko wpłynięcia na miny morskie. Dodatkowo istnieje szereg innych wyzwań utrudniających korzystanie z cieśniny. Po wybuchu wojny, nawet przed ogłoszeniem formalnej jej blokady przez siły irańskie, międzynarodowe firmy ubezpieczeniowe przestały ubezpieczać jednostki chcące ją przepłynąć (lub skokowo zwiększyły koszt ubezpieczeń), ze względu na duże ryzyko zniszczeń i wypadków na skutek działań zbrojnych. Dodatkowo aby próbować przedostać się przez cieśninę trzeba negocjować z nie do końca przewidywalnym reżimem irańskim i nie tylko dostać jego zgodę, ale i zapłacić myto za możliwość przepłynięcia przez cieśninę. Takie ewentualne ustalenia mogą też być problematyczne. Po pierwsze sankcjonują proceder który, dość powszechnie uważa się za sprzeczny z międzynarodowymi normami dostępu do cieśnin obejmujących wody międzynarodowe. Po drugie mogą być kwestionowane przez kluczowego partnera i dostawcę LNG do Europy (i w skali świata) tj. USA. Drożność cieśniny będzie od zakończenia wojny. Jednocześnie sposób jej zakończenia i wpływ na regionalne konflikty (Izraela z Iranem, państw półwyspu Arabskiego z Iranem itp.) oraz na polityczną stabilność, funkcjonowanie i politykę Iranu będzie niewątpliwie oddziaływać na stabilność tak pokoju jak i perspektywy i zasady wykorzystywania cieśniny do transportu dóbr. Wreszcie zablokowanie cieśniny – kluczowego węzła w transporcie na rynki światowe nie tylko LNG ale też ropy, paliw i produktów pochodnych – stanowi precedens i sygnalizuje możliwość odchodzenia i w innych miejscach na świecie od swobodnego dostępu do kluczowych punktów na szlakach handlowych i/lub transportu bazującego na respektowanych powszechnie zasadach. Jest to, jak się wydaje, szczególnie możliwe w przypadku państw nie będącymi stronami konwencji Narodów Zjednoczonych o Prawie Morza (UNCLOS) – w tym zarówno Iranu, Izraela jak i USA.

Cieśnina Bab al – Mandeb i Kanał Sueski

Cieśnina Bab al-Mandeb łączy Ocean Indyjski i Zatokę Adeńską z Morzem Czerwonym, ulokowana jest pomiędzy Jemenem a znajdującymi się w Rogu Afryki Dżibuti i Erytreą i w najwęższym miejscu ma tylko 26 km¹⁸⁷. Jej rola w światowym handlu, m.in. surowcami energetycznymi, w tym LNG wzrosła od czasu budowy i uruchomienia Kanału Sueskiego. Kanał Sueski znajduje się w Egipcie i łączy Morze Czerwone ze Śródziemnym. Ma prawie 200 km długości, w najgłębszym miejscu ok 200 m szerokości, jest dostępny za opłatą dla jednostek o określonych parametrach (wielkości i ładunku)¹⁸⁸. Podstawą do wolnej żeglugi przez Kanał jest Konwencja Konstantynopolińska z 1888 r.¹⁸⁹ Wykorzystywanie obu wąskich gardel dla transportu w kierunku europejskim jest ze sobą ściśle związane. W czasach względnego spokoju w regionie przez Bab al-Mandeb oraz Kanał Sueski przepływało ponad 8% światowe-

187 Por.. np. Bab-el-Mandeb, Wikipedia, <https://en.wikipedia.org/wiki/Bab-el-Mandeb> –

188 Canal Characteristics, SuezCanal, <https://www.suezcanal.gov.eg/English/About/SuezCanal/Pages/CanalCharacteristics.aspx>

189 4.05.2017, <https://www.cambridge.org/core/journals/american-journal-of-international-law/article/abs/convention-respecting-the-free-navigation-of-the-suez-maritime-canal-signed-at-constantinople-october-29-1888/0A1DD4D14F9C601DB8044CBF424EF91E>

go eksportu LNG (lata 2021–22). Od 2023r. wielkości te zaczęły spadać, osiągając minimum w 2024 r. (poniżej 1%) kiedy przesyłano tamtędy praktycznie wyłącznie gaz skroplony na potrzeby Egiptu¹⁹⁰.

Wyzwaniem dla wykorzystywania obu wąskich gardeł są przede wszystkim kwestie bezpieczeństwa – ze względu na polityczną niestabilność w regionie (w tym wojnę domową w Jemenie, konflikty z Iranem itp.) i częściowo powiązane zagrożenia działalnością zbrojnych bojówek (w tym powiązanych z Iranem Hutich) czy grup kryminalnych, w tym piractwem (m.in. somalijskim)¹⁹¹. Od listopada 2023 r. obserwowane były regularne ataki na statki pływające przez cieśninę Bab al-Mandeb ze strony Hutich. W związku z większą częstością ataków jednostki komercyjne, m.in. tankowce i metanowce zaczęły wówczas omijać szlak przez Morze Czerwone i decydować się częściej na prawie dwukrotnie dłuższą trasę wokół Afryki¹⁹². Dodatkowo w ramach optymalizacji portfelowej część graczy rynkowych decydowała się najpewniej na operacje typu swap – katarskie LNG trafiało częściej na rynek azjatycki, a amerykańskie na europejski. W związku z utrzymującym się ryzykiem i napięciami regionalnymi, globalni armatorzy nie zdecydowali się na wznowienie wykorzystywania trasy przez Morze Czerwone w 2025 r. Na początku 2026 r. rozważano wznowienie dostaw trasą ale zamiary te udaremnił wybuch wojny w Zatoce Perskiej i blokada Ormuzu (por. wyżej).

Innym problemem dla drożności, przede wszystkim Kanału Sueskiego, mogą być warunki pogodowe. Szczególnie susza może dodatkowo ograniczać ilość i wielkość statków mogących korzystać z tej trasy.

Kanał Panamski

Kanał Panamski znajduje się w Panamie, łączy Atlantyk z Oceanem Spokojnym i ma 80 km długości. Jego otwarcie znacząco skróciło czas połączeń handlowych m.in. z USA do Azji, w tym Japonii, Korei Południowej, Tajwanu i Chin. Kanał nie odgrywa obecnie bezpośredniej roli w dostawach LNG do Europy.

Jego znaczenie z punktu widzenia UE i Polski jest przede wszystkim pośrednie. Dostępność fizyczna i ekonomiczna Kanału ułatwia dostawy gazu skroplonego z amerykańskiego Wschodniego Wybrzeża na rynek azjatycki, co jest niekorzystne z punktu widzenia UE, gdyż zwiększa konkurencję dla dostaw na rynek europejski. Jest to szczególnie istotne w czasie wyzwań na rynkach gazowych, takich jak te związane z wojną w Zatoce i czasową niedostępnością LNG z Kataru. Obecnie w związku z niedoborami na rynkach przede wszystkim azjatyckich Kanał wykorzystywany jest w maksymalnym stopniu¹⁹³, a koszty trasy (na ekstraordynaryjnych aukcjach) silnie rosną. Dodatkowo, wraz z uruchomieniem nowych lub większych mocy eks-

190 World Oil Transit Chokepoints, EIA, 3.03.2026 https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/World_Oil_Transit_Chokepoints

191 Bab el-Mandeb Strait: tension at a global trade route, Coface 14.05.2025, <https://www.coface.ch/news-publications-insights/bab-el-mandeb-strait-tension-at-a-global-trade-route>

192 Red Sea attacks increase shipping times and freight rates, EIA 1.02.2024, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61363>

193 Panama Canal Operates At Full Capacity As LNG Tankers Reroute Amid US-Iran War, Marine Insight 21.03.2026, <https://www.marineinsight.com/panama-canal-operates-at-full-capacity-as-lng-tankers-reroute-amid-us-iran-war/>

portu LNG z Kanady, Meksyku czy Peru i przy wysokim zapotrzebowaniu (oraz odpowiednich cenach) Kanał Panamski mógłby służyć także dostawom z tych państw do UE.

Traktat o stałej neutralności i funkcjonowaniu Kanału Panamskiego z 1977 r., zawarty między USA a Panamą uznał Kanał za międzynarodowy szlak tranzytowy i ustanowił jego neutralność¹⁹⁴. Dostępność, drożność i wykorzystanie Kanału Panamskiego bywa jednak ograniczana przez czynniki polityczne. Związane są one m.in. z kształtem relacji amerykańsko-chińskich. W wyniku wzrostu napięć i m.in. restrykcji ChRL na import LNG z USA spadło wykorzystanie szlaku dla dostaw surowca w kierunku azjatyckim. Jednocześnie kontrola nad samym Kanałem stała się źródłem problemów w relacjach dwustronnych. Od 1999 r. Kanał Panamski jest formalnie kontrolowany przez Panamę, jednak wykorzystywany głównie (w 40%) przez Stany Zjednoczone. W 2025, po ponownym wyborze Trumpa na prezydenta, Waszyngton doprowadził do ograniczenia przez Panamę powiązań polityczno-gospodarczych z Chinami (opuszczenia inicjatywy Pasa i Drogi) i do zwiększenia amerykańskiego wpływu na kluczową infrastrukturę portową w Kanale, znajdującą się wcześniej pod zarządem chińskim (kupno większościowych udziałów w operatorze przez amerykańskie BlackRock). Może to przekładać się na sposób wykorzystania Kanału, przede wszystkim w handlu towarami z USA, w tym LNG. Na drożność i możliwość wykorzystania Kanału wpływają też konsekwencje zmian klimatu, w tym susze i inne ekstremalne warunki pogodowe (widoczne np. w 2024 r.).

Cieśnina Malacca

Cieśnina Malacca – kluczowe wąskie gardło w handlu światowym, znajduje się między półwyspem Malajskim a Indonezją, i łączy ze sobą oceany – Indyjski i Spokojny. W najważniejszym miejscu, w okolicach Singapuru, ma niecałe 3 km szerokości. Rocznie przepływa przez nią ok. 90 tys statków. Jest bardzo ważnym punktem w szlakach zaopatrzenia i wymiany handlowej państw azjatyckich, w tym Chin. Przez Malaccę przepływało w I połowie 2025 roku prawie 30% morskiego eksportu ropy i 16% LNG. Jej znaczenie dla Europy jest pośrednie, najpewniej mniejsze niż Kanału Panamskiego. Ewentualne wyzwania dla drożności cieśniny będą skutkować z większym zapotrzebowaniem państw Azji na surowiec tradycyjnie płynący innymi szlakami, w tym tymi do Europy.

Kanał La Manche

Dla bezpieczeństwa dostaw do UE i Polski są też ważne wąskie gardła znajdujące się na wodach wokół Starego Kontynentu. Najważniejsze z nich dla całej Unii i dla Polski są dwa: kanał La Manche oraz cieśniny duńskie. Kanał La Manche (nazywany przez Brytyjczyków Kanałem Angielskim) leży pomiędzy Francją a Wielką Brytanią i łączy Morze Północne z Atlantykiem, dając dostęp do światowego oceanu portom niemieckim, holenderskim, belgijskim, oraz skandynawskim i bałtyckim. W swojej najwęższej części, cieśninie Dover ma ok 33 km¹⁹⁵. Dziennie kanałem przepływa 400-500 statków, co czyni zeń jeden z najbardziej ruchliwych korytarzy transportowych.

194 Treaty concerning the permanent neutrality and operation of the Panama Canal , <https://treaties.un.org/doc/Publication/UNTS/Volume%201161/volume-1161-I-18342-English.pdf>

195 Tu i dalej por. Frédérique Loew-Turbout, Jean-Louis Shurmer-Smith, The Dover Strait, English Channel: global maritime „choke point” under constant pressure, HAL Open Science, 27.06.2025.

La Manche nie jest sztucznym kanałem (jak Suez czy Panamski), a naturalnym akwenem morskim między Wielką Brytanią i Francją. Dlatego stosuje się w nim, w tym w kluczowej cieśninie Dover, przede wszystkim prawo morza (UNCLOS). Kanał jest ważnym szlakiem dostaw dla prawie 1/3 unijnych mocy terminali importowych LNG. W pierwszej połowie 2025 r. sprowadzono przez nie 40% całości gazu skroplonego do państw członkowskich¹⁹⁶. Dostawy LNG są obecnie kluczowe dla zapewnienia stabilnych dostaw, w związku ze skokowo zmniejszonym i mającym zostać całkowicie zaprzestanym importem gazu z Rosji. Głównym wyzwaniem w przypadku La Manche wydaje się olbrzymi ruch, który może skutkować wypadkami. Dodatkowo wyzwaniem może być nawigacja, szczególnie w płytszych obszarach i warunki pogodowe, w tym nagłe sztormy czy huragany. Kanał stanowi też strategiczny korytarz dostępu do Europy, stąd ma duże znaczenie dla bezpieczeństwa i obronności kontynentu i jako taki jest też uwzględniany w NATO-wskich planach obronnych¹⁹⁷.

Cieśniny Duńskie

Cieśniny Duńskie to trzy cieśniny przebiegające przez terytorium Danii: Mały Belt, Wielki Belt oraz Sund, łączące Morze Bałtyckie z akwenem Kattegat, cieśniną Skagerrak i Morzem Północnym. Żeglugę przez Cieśniny, reguluje szczególny, historyczny reżim określony w Traktacie Kopenhaskim z 1857 r.¹⁹⁸, który uznawany jest za podstawę wolnego przejścia przez te wody, także w konwencji UNCLOS. Są one jednym z intensywniej uczęszczanych wąskich gardel – rocznie przepływa przez nie ok. 70 tys. statków. Jest to też jedyny szlak dostaw morskich m.in. ropy i gazu skroplonego do Polski, państw bałtyckich oraz Finlandii, oraz ważny szlak dostaw do Szwecji i Niemiec. Przez Cieśniny możliwy jest dostęp do 9,6% mocy terminali importowych LNG w UE, w tym wszystkich terminali w Polsce, Finlandii i krajach Bałtyckich¹⁹⁹. Ze względu na to, że kraje te w dużym stopniu właśnie dzięki dostępowi do rynku gazu skroplonego były w stanie zrezygnować z importu rosyjskiego surowca już w 2022 roku, terminale te i możliwość importu przez nie mają strategiczne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego i gospodarczego tych krajów.

Wyzwaniem dla drożności i dostępu do cieśnin jest ich charakterystyka – płytkie wody i wąski kanał którym można pływać. Są też, w związku z występowaniem różnych prądów morskich, bardzo intensywnym wykorzystywaniem i dużym ruchem, wreszcie wymogami środowiskowymi, trudne w nawigacji. Na ich możliwości wykorzystania wpływają ekstremalne zjawiska pogodowe, w tym susze, sztormy i huragany. Poza tym kluczowym źródłem ryzyk jest trwająca pełnoskalowa wojna Rosji przeciw Ukrainie i powiązana z nią hybrydowa wojna Rosji z Europą. Po pierwsze możliwe są fizyczne problemy związane np. z aktywnością rosyjskiej tzw. floty cieni, składającej się często z jednostek starych. Niewykluczone są więc przypadkowe lub intencjonalne wypadki, które mogą czasowo wpłynąć na dostęp lub stopień wykorzystania cieśnin. Dodatkowo potencjalnie możliwe są cyberataki, mogące zakłócać bezpieczną nawigację przez to wąskie gardło.

196 Obliczenia własne na podstawie danych GIE i obliczeń IEEFA.

197 Violet G. Johnston, Michael Kidd, Giana Farry, Mohamed Abdelsalam, Aakash Palathra, Andrew Velasquez, Strategic Relevance Of Maritime Chokepoints For Global Trade, The Defence Horizon Journal, 1.12.2025, <https://tdhj.org/blog/post/nato-maritime-chokepoints/>

198 PASSAGE THROUGH THE GREAT BELT, Memorial of the Government of the Republic of Finland, December 1991, <https://icj-web.lemman.un-icc.cloud/sites/default/files/case-related/86/6885.pdf>

199 Obliczenia własne na podstawie danych GIE i obliczeń IEEFA.

Wreszcie istnieje dyskusja na temat tego, czy Dania, jako członek UE zobowiązany do stosowania unijnego prawa w tym sankcji uderzających w handel rosyjski (m.in. surowcami energetycznymi) może i powinna umożliwiać korzystanie z cieśnin jednostkom transportującym rosyjskie towary. Zakaz taki uderzyłby szczególnie dotkliwie w eksport rosyjskiej ropy – przez Bałtyk realizowane jest ponad 30% całości tego eksportu. Wg prawa międzynarodowego Kopenhaga nie może jednak zakazać dostępu do cieśnin jednostkom z krajów trzecich, o ile nie łamią one reguł poziomów zanieczyszczenia²⁰⁰. Dodatkowo znaczenie cieśnin dla eksportu towarów, w tym surowców energetycznych z i do Rosji jest przez wielu widziane jako swego rodzaju polisa ubezpieczeniowa przed poważniejszymi zakłóceniami w funkcjonowaniu tego szlaku.

Wnioski:

- Zakup LNG na globalnym rynku stanowi alternatywę dla rosyjskiego gazu dostarczanego przy wykorzystaniu transportu przesyłowego. Polska skutecznie zastąpiła rosyjski gaz kontraktując nowe wolumeny surowca m.in. od wielu, niezależnych od siebie dostawców.
- Globalny rynek LNG oraz jego łańcuchy logistyczne nie są jednak wolne od zagrożeń. W tym przypadku mają one także źródła geopolityczne co udowadnia kolejna wojna w Zatoce Perskiej z 2026 r. Wywołany blokadą cieśniny Ormuz kolejny kryzys gazowy (szok podaży) może skutkować strukturalnymi zmianami m.in. na rynku gazu zmuszając kraje importujące do weryfikacji dotychczasowych strategii zakupowych.
- Polska w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu powinna kontynuować strategię ich różnicowania unikając sytuacji ponownego zdominowanie przez jedno źródło zaopatrzenia.
- W przypadku bezpieczeństwa dostaw LNG należy stale monitorować i analizować stan zagrożeń w trzech segmentach: źródeł dostaw, szlaków transportowych LNG oraz wąskich gardeł. Na tej podstawie możliwe będzie ustalanie dalszej strategii handlowej i wybór najbardziej wiarygodnych partnerów.
- Pomimo wyzwań i czasowego ograniczenia światowej dostępności LNG na skutek blokady Ormuz i zniszczeń infrastruktury w Katarze, możemy spodziewać się w kolejnych latach zwiększenia produkcji i eksportu LNG i nadpodaży.
- Największe wzrosty mocy eksportowych będą widoczne w USA co znacząco zwiększy rolę Stanów Zjednoczonych na światowym rynku LNG. Dostawy szlakiem północno-atlantyckim ocenić można za najbezpieczniejsze. Rozwój handlu gazem z USA i szerzej z pozostałymi dostawcami z półkuli zachodniej, oparty na transparentnych i rynkowych zasadach gry, może przyczynić się do wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw do Polski i UE.
- Dostępność rosyjskiego surowca na europejskim rynku jest ograniczona, a w niedalekiej przyszłości zostanie formalnie wyeliminowana. Utrzymuje się jednak spora niepewność co do przyszłej roli rosyjskiego LNG po zakończeniu wojny z Ukrainą. Niezależnie od dalszego przebiegu wojny i jej wyniku, utrzymanie blokady rynku dla rosyjskiego gazu uznać można za konieczne w obliczu braku perspektyw na porzucenie przez państwo rosyjskie polityki imperialnej wobec swojego otoczenia międzynarodowego.

200 Passing through? Russian Vessels in the Danish Straits, Gorrisen Federspiel, 2.04.2024, <https://gorrisenfederspiel.com/en/passing-through-russian-vessels-in-the-danish-straits/>

5

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE W KONTEKŚCIE DOSTAW GAZU



Rozdział 5.

Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście dostaw gazu

Kmdr dr hab. Rafał Miętkiewicz

Dostawy gazu, obok zdolności do magazynowania i wydobycia własnego, stanowią jeden z filarów bezpieczeństwa energetycznego Polski. Rozwój infrastruktury odbiorczej usytuowanej na wybrzeżu (działający terminal LNG w Świnoujściu oraz planowane terminale LNG na wodach Zatoki Gdańskiej), wraz z kontraktowaniem surowca u rzetelnych i kierujących się względami ekonomicznymi producentów, gwarantować mają stabilny dopływ surowca. Morze pełni tu szczególną rolę jako środowisko dogodne do wymiany handlowej i umożliwiające tranzyt surowców energetycznych w układzie międzykontynentalnym. W zależności od metodologii obliczeń, drogą morską transportowane jest od 85²⁰¹ do 90%²⁰² towarów. Dno morskie umożliwia także tranzyt gazu z bliżej usytuowanych źródeł, w tym bezpośrednio podmorskich, jak ma to miejsce w przypadku Norwegii (Baltic Pipe) oraz bałtyckich złóż eksploatowanych przez Orlen Petrobaltic. Te ostatnie nie pełnią roli strategicznej, ale ukazują zdolności Polski w zakresie poszukiwania, wydobycia i tranzytu gazu w trudnym środowisku morskim^{203 204}.

Architektura systemu bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw gazu ziemnego obejmująca szereg inwestycji infrastrukturalnych, kontraktowania i ciągłości dostaw, jak i wydobycia krajowego oraz zdolności magazynowych umożliwiła zbudowanie i utrzymanie w latach 2023–2024 zapasów w nakazanej wielkości²⁰⁵. Stanowi to dowód na efektywne działanie i skuteczność obranych kierunków strategicznych. Jednocześnie dostrzec należy wpływ jaki na bezpieczeństwo energetyczne wywierają czynniki geopolityczne i zmiana w relacjach międzynarodowych, która zaszła wraz z prezydenturą Donalda Trumpa. Det Norske Veritas ocenia, iż skutki konfliktu na linii USA-Izrael-Iran (marzec 2026), obejmować będą zarówno czas niezbędny do przywrócenia produkcji i tranzytu surowców drogą morską, jak i wielostronne zaufanie do regionu. Obawy dotyczące bezpieczeństwa energetyczne-

201 U.S. Navy's Military Sealift Command, *NATO Shipping Working Group enhances maritime cooperation*, 2022, [dostęp: 31.03.2026 r. w: <https://www.msc.usff.navy.mil/Press-Room/News-Stories/Article/3041267/nato-shipping-working-group-enhances-maritime-cooperation/>].

202 *Allied Joint Doctrine for Maritime Operations*, NATO standard AJP-3.1, Edition B, Version 1, 2025, NATO Standardization Office (NSO), s. 19.

203 R. Miętkiewicz, *Możliwości monitorowania stanu gazociągu podmorskiego relacji złoże B8 – Władysławowo przez siły marynarki wojennej*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk”, rok 2018, nr 107, s. 33–46, DOI: 10.24425/123723, s. 34 (33–45).

204 S&P Global, *Europe's surging LNG imports in 2025 reshape gas supply dynamics: traders*, [dostęp: 22.03.2026 r. w: https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/lng/010526-europes-surging-lng-imports-in-2025-reshape-gas-supply-dynamics-traders?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=q1_2026_global-inbound-website-ad-news_products-services-LNG&gad_source=1&gad_campaignid=21824151569&gbraid=0AAAAADz9Xd5ozrTTrBTIFPSlwKYhePm9X&gclid=Cj0KCQjwvpv7NBhCzARIsADKlfWw4eXPuUe0RtLYg24QiGrgY6GEGdnYjJghaDKPKCf0MesPyAgX7SG4aAhcoEALw_wcB].

205 M. Kaźmierczak, *Gospodarka Ropą Naftową i Gazem Ziemnym jako Istotny Element Kształtowania Bezpieczeństwa Energetycznego Polski*, „Wiedza Obronna”, 2025, Vol. 292 No. 3, s. 281 (259–283).

go wzmocnią tendencje transformacji energetycznej na rzecz odnawialnych źródeł energii i energii jądrowej²⁰⁶.

Dostawy gazu do Polski realizowane są przez obiekty usytuowane na wybrzeżu Bałtyku (określane niekiedy mianem „bramy północnej”) obejmujące terminal LNG w Świnoujściu, gazociąg Baltic Pipe oraz dwa gazociągi umożliwiające transport surowca wydobywanego spod dna morskiego na polskiej strefie ekonomicznej. System ma być rozbudowany o kolejny terminal FSRU na Zatoce Gdańskiej. Terminal w Świnoujściu, po zakończonej w 2024 r. rozbudowie (trzeci zbiornik i kolejne nabrzeże), dysponuje mocami regazyfikacyjnymi rzędu 8,3 mld m³ rocznie, co przekłada się na możliwość pokrycia niemal połowy zapotrzebowania krajowego. Liczba przeładowywanych statków stale wzrasta i pod koniec 2025 r. wynosiła 81 jednostek, co oznacza wzrost o 30% w stosunku do roku poprzedniego. Łącznie przez terminal, w ciągu dekady jego funkcjonowania (do czerwca 2026 r.) zrealizowano 445 dostaw skroplonego gazu. Dostępność operacyjna obiektu przekroczyła 99%²⁰⁷. Prócz regazyfikacji obiekt umożliwia składowanie surowca, jak i jego dalszą dystrybucję w formie bunkrowania, przeładunku i transportu lądowego (ponad 50 tys. załadowanych cystern LNG)²⁰⁸. Podmorski gazociąg Baltic Pipe, uznany przez Komisję Europejską za projekt o szczególnym znaczeniu dla wzmocnienia europejskiego wewnętrznego rynku energii (Project of Common Interest), zapewnia dostęp do złóż gazu naturalnego położonych na Szelfie Norweskim. Wolumen dostaw sięga 10 mld m³ surowca rocznie przy skróceniu drogi przesyłu o 800 km w stosunku do dotychczasowej trasy przez Niemcy. Bałtycki odcinek obiektu liczy 275 km długości i przebiega przez obszary morskie Polski, Danii oraz Niemiec, przy czym ok. 200 km leży na wodach wyłącznych stref ekonomicznych (poza wodami terytorialnymi). Odcinek ułożony na dnie Morza Północnego łączy magistralę Baltic Pipe z gazociągiem Europipe II, biegnącym od Kårstø do Dornum w Niemczech. Polski odcinek charakteryzuje zmienny profil głębokości (w pierwszym odcinku do 15 m po 55–60 m). Kolejnym czynnikiem determinującym zagrożenia jest występowanie skrzyżowań z ponad dwudziestoma innymi obiektami infrastrukturalnymi (gazociągi Nord Stream i Nord Stream 2, kable telekomunikacyjne, itp.) oraz natężenie ruchu na szlakach komunikacyjnych (Trasa A, B, C, E, I, L i M, często wraz z ich rozgałęzieniami)²⁰⁹.

Przyszły terminal FSRU ulokowany na wodach Zatoki Gdańskiej, stanowiący infrastrukturę wraz z pływającą jednostką przystosowaną do odbioru skroplonego gazu ziemnego z metanowca, jego przechowywania i regazyfikacji umożliwi odbiór do 6,1 mld m³ gazu rocznie. Założono jednocześnie możliwość zacumowania drugiej jednostki, co jednak uzależnione będzie sytuacją rynkową i poziomem zapotrzebowania na surowiec zarówno w kraju, jak i w regionie²¹⁰.

206 DNV, *The likely effects of the Iran war on the global energy transition*, [dostęp: 26.03.2026 r. w: https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/the-war-in-iran-and-effects-on-the-global-energy-transition/?utm_id=&utm_campaign=GR_GLOB_26Q1_PROM_ETO_2026_Critical_mineral_supply_shocks&utm_medium=email&utm_source=Eloqua].

207 Gaz-System, 10 lat od pierwszej komercyjnej dostawy do Terminala LNG w Świnoujściu [dostęp: 24.07.2026 r. w: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2026/czerwiec/17-06-2026-10-lat-od-pierwszej-komercyjnej-dostawy-do-terminala-lng-w-swinoujsciu.html>].

208 Gaz-System, *Rekordowy rok 2025 w GAZ-SYSTEM*, [dostęp: 04.02.2026 r. w: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2026/styczen/12-01-2026-rekordowy-rok-2025-w-gaz-system.html>].

209 R. Miętkiewicz, *Obiekty morskiej infrastruktury energetycznej – próba określenia podatności na ataki platform bezzałogowych*, „Alcumena Pismo Interdyscyplinarne Interdisciplinary Journal”, Nr 3(15)/2023, DOI: 10.34813/psc.3.2023.11, S.205–226.

210 *Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej*, 2026, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Bałtyckie wydobywanie gazu prowadzone od ponad dwóch dekad umożliwiło wydobywanie, obok ropy naftowej, także ponad 535 mln Nm³ gazu. Eksploatacja złóż kontynuowana będzie do roku 2031 r. (termin ważności koncesji). Gaz towarzyszący ropy naftowej (złoża B3 i B8) jest przesyłany z wykorzystaniem dwóch nitek gazociągu (odpowiednio 75 i 83 km) zasilających elektrociepłownię we Władysławowie oraz konsumowany jest przez odbiorców w regionie²¹¹.

System transportu morskiego gazu dopełnia flota zbiornikowców kriogenicznych wybudowanych w Korei, których armatorem jest norweski Knutsen. Czarterujący zbiornikowce Orlen, w 2024 r. stał się jednym z największych firm czarterujących statki klasy aframax na rynku spot²¹². O znaczeniu transportu morskiego świadczyć może fakt, iż jednorazowy transport na pokładzie statku rzędu 70 tys. ton LNG, zaspakaja tygodniowe potrzeby wszystkich gospodarstw domowych w kraju²¹³. Należy poddać dyskusji zasady wykorzystania tej floty przez Orlen. Zdaniem Autora powinny być to jednostki noszące nie tylko polskie nazwy, ale i pod polską banderą, dowództwem polskich kapitanów i obsadzone polskimi marynarzami. Jest to element szczególnie istotny w dobie współczesnych zagrożeń na morzu. Zalety posiadania własnej floty, prócz zaspokajania potrzeb własnych w pierwszym zakresie, obejmują także możliwość elastycznego reagowania na sytuację rynkową, w tym wynikającą z sytuacji nadzwyczajnych (kryzysy, blokady, zwiększenie zapotrzebowania). Statki czarterowane przez Orlen realizowały dostawy do Japonii, Chin, Tajlandii, Egiptu oraz terminali w Europie Zachodniej²¹⁴. Rynek zbiornikowców kriogenicznych należy do bardzo szybko rozwijających się. W końcu 2024 r. światowa flota składała się z 831 jednostek LNG, w tym 79 statków FSRU (Floating Storage and Regasification Unit). W tym samym roku dostarczono 67 zbiornikowców, przy 41 wybudowanych w 2023 r. Rynek zamówień wyniósł jednocześnie 89 jednostek, przy 66 w roku poprzednim. 103 jednostki zakontraktowano na 2025 r.²¹⁵ Budowa takich jednostek, jak i floty pomocniczych statków o mniejszej nośności w Polsce, bez wątpienia przyczyniłaby się także do pobudzenia gospodarczego i rozwoju zdolności stoczni krajowych w zakresie produkcji wysokospecjalistycznych, a jednocześnie pożądaných na rynkach światowych jednostek. Problematyka ta obejmuje zarówno potrzebę pozyskania odpowiednich kompetencji przez przemysł, jak i solidnego polskiego armatora, gotowego złożyć zamówienia na takie statki²¹⁶. Własna flota stanowi istotny element budowania bezpieczeństwa dostaw strategicznego surowca²¹⁷.

211 P. Kozłowski, Wyspa skarbów na Bałtyku. 5 mln ton ropy w 3 dekady, [dostęp: 28.03.2026 r. w: [https://www.gdansk.pl/wiadomosci/Wyspa-skarbow-na-Baltyku-5-mln-ton-ropy-w-3-dekady,a280458,\[\]](https://www.gdansk.pl/wiadomosci/Wyspa-skarbow-na-Baltyku-5-mln-ton-ropy-w-3-dekady,a280458,[])].

212 PortalMorski.pl, Orlen w I połowie roku w pierwszej lidze największych czarterujących zbiornikowce, 2024, BartJask, [dostęp: 21.03.2026 r. w: <https://www.portalmorski.pl/zegluga/55944-orken-w-i-polowie-roku-w-i-lidze-najwiekszych-czarterujacych-zbiornikowce>].

213 PortalStoczniowy.pl, Nowe gazowce LNG gotowe dla ORLEN-u, , [dostęp: 21.03.2026 r. w: <https://portalstoczniowy.pl/polskie-gazowce-lng-orken-flota/>].

214 Orlen, ORLEN rozwija flotę gazowców. Dwie nowe jednostki gotowe [dostęp: 21.03.2026 r. w: <https://www.orken.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/biezace/2026/marzec-2026/ORKEN-rozwija-flote-gazowcow-Dwie-nowe-jednostki-gotowe>].

215 The LNG industry GIIGNL Annual Report, International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2024, s. 38.

216 Trojmiasto.pl, Mamy terminal LNG, czy możemy zbudować polskie gazowce? [dostęp: 25.03.2026 r. w: <https://www.trojmiasto.pl/biznes/Mamy-terminal-LNG-czy-mozemy-zbudowac-polskie-gazowce-n166587.html>].

217 R., Miętkiewicz, T., Chyła, Czy Polska potrzebna jest flota zbiornikowców LNG, Analiza IPE nr 1/2021, Instytut Polityki Energetycznej im. I. Łukasiewicza. s. 11.

5.1. Komponent militarny (zdolności i wykorzystanie marynarki wojennej)

Komponent militarny, który w domenie morskiej reprezentowany jest szczególnie przez marynarkę wojenną, pełni charakterystyczne i unikatowe dla tego rodzaju sił zbrojnych funkcje militarne, policyjne oraz dyplomatyczne. Szczególne cechy i uwarunkowania, jak mobilność, wszechstronność, elastyczność, gotowość do podejmowania działań, czy posiadany potencjał, w połączeniu ze swobodą korzystania z wód międzynarodowych, tworzą narzędzie realizacji interesów państwa na morzu. Cechy i atrybuty sił morskich wynikają jednoznacznie z charakteru środowiska morskiego, którego zrozumienie, jest kluczowym elementem świadomości znaczenia morza dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Równie istotnymi, a w niewielkim stopniu funkcjonującymi w świadomości społecznej i wśród gremiów politycznych elementami są tu pozostające w symbiozie zdolności sił morskich, jako narzędzi zapobiegania konfliktom i zwalczania zagrożeń oraz kształtowania (w przypadku Polski współtworzenia), środowiska bezpieczeństwa międzynarodowego. Ostatni aspekt związany jest z jasnym nakreśleniem celów strategicznych i wyposażeniem państwa w narzędzia ich osiągania. Instrumentarium takie tworzy właśnie Marynarka Wojenna²¹⁸. Okręty wojenne jako jednostki pozostające w służbie państwowej stanowią organ władzy realizujący politykę państwa. Są reprezentantami oraz ramieniem zbrojnym odpowiadającym za ochronę terytorium państwa, jak i jego interesów²¹⁹ w tym poza przynależnymi akwenami morskimi. Cechą szczególną okrętów wojennych jest podległość wyłącznie władzom państwowym oraz immunitet. Tym samym poza wyjątkami wskazanymi w ratyfikowanych przez państwo przepisach prawa międzynarodowego żadne obce państwo nie może podejmować żadnych aktów władczych ani też ingerować w tok ich życia wewnętrznego.

By skutecznie realizować własne cele strategiczne, Rzeczypospolita Polska jako państwo morskie powinna prowadzić działania ukierunkowane na kształtowanie warunków sprzyjających interesowi narodowemu, w tym budowaniu bezpieczeństwa dostaw gazu. Fakt rozciągłości przestrzennej obszarów wszechoceanu światowego, na których występują akweny istotne dla interesów państwa, jak i względy wynikające z zapisów dokumentów strategicznych i doktrynalnych, powodują, iż środowisko bezpieczeństwa morskiego Polski rozpatrywane powinno być w kilku wymiarach (bałtyckim, europejskim oraz euroatlantyckim i globalnym). Interesy państwa określają potencjalne rejony działań Marynarki Wojennej. Obejmowały one będą tym samym wody Bałtyku (punkty odbioru gazu i jego wydobywania oraz przesyłu), jak i akweny tranzytowe omawianego surowca (Morze Północne, Północny Atlantyk, Morze Śródziemne, Morze Czerwone po Zatokę Perską).

Zadania sił morskich ukierunkowane będą przy tym na utrzymanie pokoju, porządku prawnego oraz wysokich norm ochrony środowiska²²⁰. Marynarka Wojenna jest narzędziem predystynowanym do zapewnienia dobrobytu państwa poprzez ochronę szlaków morskich, żeglugi²²¹ oraz infrastruktury o wysokim znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa.

218 R. Miętiewicz, *Systemy autonomiczne w działaniach na morzu*, Wydawnictwo AMW, 2024, s. 277.

219 T. Szubrycht, *Bezpieczeństwo Morskie Państwa. Zarys Problemu*, AMW, Gdynia, 2011, s. 157.

220 *Strategiczna Koncepcja Bezpieczeństwa Morskiego Rzeczypospolitej Polskiej*, BBN, Warszawa-Gdynia, 2017, s. 16.

221 E. Björnehed, *What is the value of naval forces?—ideas as a strategic and tactical restriction*, "Defence Studies", 2021, DOI: 10.1080/14702436.2021.1931133.

Wymiar bałtycki obejmował będzie niedopuszczenie do blokady morskiej państwa, utrzymania szlaków komunikacyjnych, ochronę infrastruktury krytycznej na morzu oraz udział w działaniach reagowania kryzysowego²²². W wymiarze europejskim i euroatlantyckim jako główne instytucje dbające o bezpieczeństwo morskie wskazuje się UE oraz NATO (stałe zespoły sił okrętowych)²²³. Działania obejmowały będą współtworzenie środowiska bezpieczeństwa. Przykładem działań EU jest operacja Eunavfor Aspides. Obszar operacyjny obejmuje Cieśninę Baab al-Mandab i Ormuz, wody międzynarodowe na Morzu Czerwonym, Zatokę Adeńską, Morze Arabskie, Zatokę Perską i Omańską. Jej celem jest ochrona żeglugi przed wielodomenowymi atakami oraz budowa świadomości sytuacji w rejonie²²⁴. Inną formą działań jest międzynarodowa operacja morska realizowana pod dowództwem USA jest Prosperity Guardian. Celem jest ochrona szlaków odpowiadających za 10-15% światowej wymiany handlowej na Morzu Czerwonym²²⁵.

Docelowo flota morska powinna cechować się zoptymalizowaną strukturą i siłami, które będą w stanie realizować zadania, zgodnie z przyjętymi strategiami i interesami państwa na akwenach o żywotnym znaczeniu dla państwa. Taka Marynarka Wojenna stać się ma integralnym elementem narodowych zdolności obronnych (fregaty w systemie obrony powietrznej państwa), jak i narzędziem stałego i konsekwentnego demonstrowania woli państwa poza wodami terytorialnymi we współpracy z sojusznikami²²⁶. Ma mieć ona także charakter zrównoważony, a więc dysponować potencjałem umożliwiającym jednocześnie realizowanie zadań obrony suwerenności państwa i ochrony jego interesów na arenie międzynarodowej oraz ograniczonego co do delegowanych sił, udziału w misjach sojuszniczych²²⁷.

W zakresie potencjału Marynarki Wojennej wskazać należy, iż aktualnie jest on w stanie tylko częściowo zapewnić bezpieczeństwo dostaw gazu drogą morską. Główną bolączką jest brak zdolności do prowadzenia działań na akwenach odległych od baz własnych. Normą jest, iż zdolności takie budowane są przez siły morskie państw nadbrzeżnych delegującej okręty klasy fregat i większe (korwety okazują się okrętami o zbyt małych możliwościach). Należy stwierdzić, iż posiadane aktualnie dwie fregaty (ex amerykańskie), pozbawione dodatkowo śmigłowców bazowania pokładowego (w 2025 r. wycofano ze służby śmigłowce Kaman SH-2G Super Seasprite), przedstawiają niewielką wartość bojową i służą tylko podtrzymaniu zdolności załóg. Zdecydowanie lepiej prezentuje się potencjał w zakresie zwalczania zagrożeń z dolnej półsfery (dalece wykraczających poza zagrożenia minowe), charakterystycznych dla konfliktu hybrydowego. Zdolności w tym zakresie tworzą okręty dwóch klas, niszczyciele min typu Kormoran II oraz 2 grupy zmodernizowanych trałowców bazowych (w sumie Polska posiada flotę 16 trałowców, jednak duża część z nich nie przedstawia już zbyt dużej wartości). Siły te dyslokowane są w Gdyni i Świnoujściu co tworzy możliwość szybkiego użycia w rejonach takich obiektów jak Terminal LNG, Baltic Pipe czy powstająca infrastruktura FSRU.

222 *Prowadzenie operacji przez Marynarkę Wojenną*, DD-3.1(A), 2018, MON, CDiSz SZ, Bydgoszcz. s. 3-1.

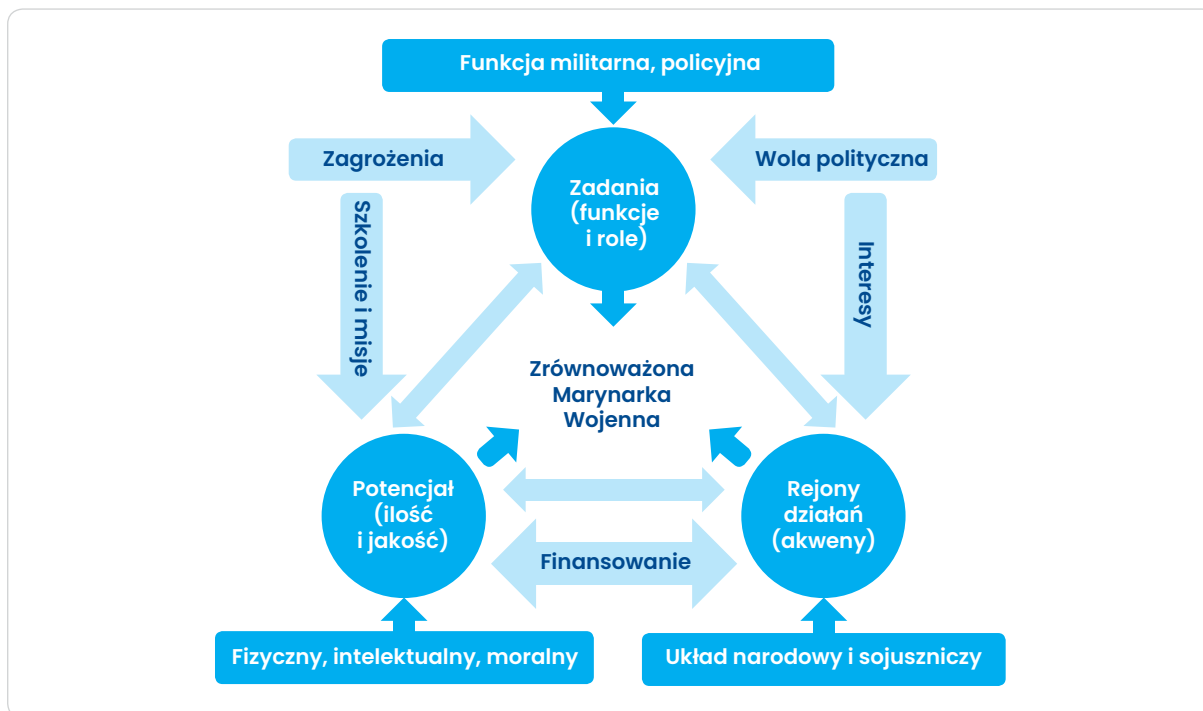
223 *Strategiczna Koncepcja...* op. cit., s. 18.

224 2024/583. 12.2.2024. Council Decision (CFSP) 2024/583 of 8 February 2024 on a European Union maritime security operation to safeguard freedom of navigation in relation to the Red Sea crisis (EUNAVFOR ASPIDES).

225 U.S. Department of War, *Austin Lauds Key Partnerships in Middle East*, [dostęp: 18.02.2026 r. w: <https://www.war.gov/News/News-Stories/Article/Article/3622360/austin-lauds-key-partnerships-in-middle-east/>].

226 *Strategiczna Koncepcja...* op. cit., s. 53-54.

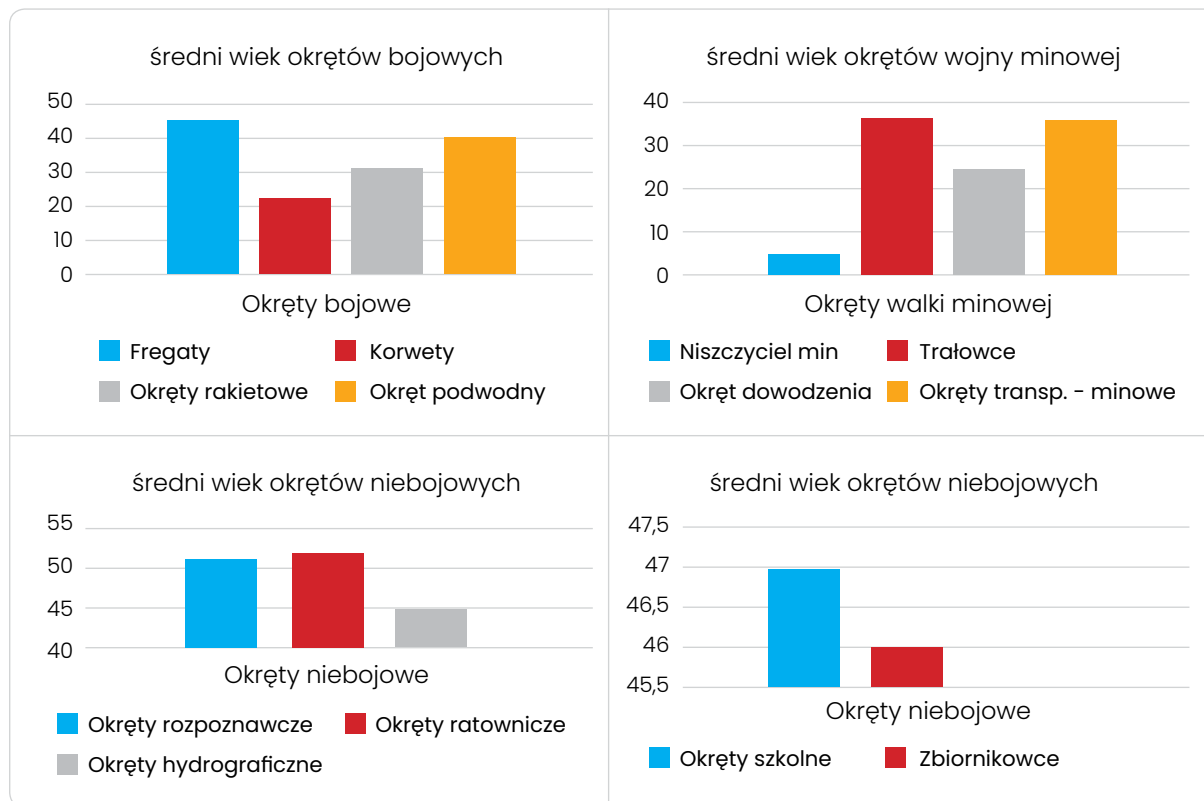
227 T. Szubrycht, *Modernizacja i rozbudowa Marynarki Wojennej. Wybrane problemy*, AMW, Gdynia, 2020, s. 51.

Rys. 41. Zrównoważone siły morskie i definiujące je czynniki.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: T. Szubrycht, *Zrównoważenie sił morskich w polityce morskiej europejskich państw NATO*, AON, Warszawa 2008 oraz T. Szubrycht, *Modernizacja i rozbudowa...*, op. cit. s. 45.

Marynarkę Wojenną RP określano do niedawna mianem najbardziej zaniedbanej i niedofinansowanej formacji Sił Zbrojnych. Brak działań i wizji wykorzystania sił morskich, praktycznie do czasu publikacji SKBM, skutkował postępującym procesem wyeksploatowania podstawowych platform bojowych. Rzeczywiste możliwości eksploatacji okrętów wojennych określone na docelowo 30 lat, uległy zakłóceniom. Średni wiek okrętów Marynarki Wojennej daleko przekracza ten poziom. Pomimo intensywnego szkolenia i udziału w zespołach okrętowych sił NATO, realne możliwości bojowego użycia okrętów ulegały ograniczeniom. Morski rodzaj sił zbrojnych posiada selektywne enklawy nowoczesności w postaci Morskiej Jednostki Rakietowej, czy pojedynczych systemów zamontowanych na okrętach (uzbrojenie rakietowe okrętów proj. 660M). Potencjał Marynarki Wojennej oceniany jest jako niski i nie gwarantujący realizacji stawianych przed nią zadań²²⁸. Dążenia do budowy floty „ponowoczesnej” kategorii średniej jako modelu rekomendowanego dla Polski, oznacza transformację w nową jakość opartą o zdolności bojowe wpisane w układ sił połączonych oraz sojuszniczych.

²²⁸ A. Makowski, *Modernizacja polskiej Marynarki Wojennej (głos w dyskusji)*, [w:] 45 lat Wydziału Dowodzenia i Operacji Morskich od nauk wojskowych do nauk o bezpieczeństwie, red. B. Pączek, Gdynia, 2024, s. 26.

Rys. 42. Wiek okrętów Marynarki Wojennej.**Źródło:** Opracowanie własne.

Siły Marynarki Wojennej są modernizowane w ramach realizacji projektów wpisujących się w rozbudowę zdolności obejmujących; przetrwanie i ochronę wojsk (Ratownik, Kijanka, Kormoran II), rażenie (Miecznik, Orka), rozpoznanie (Delfin) oraz logistykę. Zdolności oparte muszą być zarówno poprzez działania samodzielne (głównie w wymiarze Bałtyckim) oraz sojuszniczym (wymiar bałtycki plus odległe regiony świata). Nowe fregaty t. Miecznik, stworzą możliwości pełnej interoperacyjności i wniesienia potencjału bojowego w ramach zespołów NATO (Standing NATO Maritime Group 1 i 2).

Tab. 10. Wybrane projekty programu modernizacji sił morskich.

Projekt	Okręty	Wejście do służby
<i>Miecznik</i>	ORP Wicher (274) – w budowie ORP Burza (275) – w budowie ORP Huragan (276) – przygotowanie do budowy	2029-2031
<i>Murena</i>	4 korwety rakietowe	2030-2035
<i>Orka</i>	3 okręty podwodne	Po 2030
<i>Delfin</i>	ORP Jerzy Różycki (261) – w budowie ORP Henryk Zygalski (264) – w budowie	2027-2028
<i>Ratownik</i>	ORP Ratownik – w budowie	2029
<i>Kijanka</i>	4 bezałogowe zestawy przeciwminowe	?

Źródło: Opracowanie własne.

Fregaty *Miecznik* bazują na projekcie okrętu *Arrowhead-140* firmy Babcock International i należą do największych w swej klasie (tabela 11). Zakres zadań realizowanych przez fregaty obejmuje (ważniejsze):

- ochrona i obrona instalacji morskich (Baltic Pipe, farmy wiatrowe, telekomunikacja)
- dozór obszarów morskich (rozległe przestrzenie domeny morskiej),
- zwalczanie celów nawodnych, podwodnych i powietrznych,
- ochrona sił własnych i sojuszniczych (transport morski),
- wsparcie operacji humanitarnych.

Tab. 11. Charakterystyka fregat t. *Miecznik*

	Podstawowe parametry jednostek:	
	Długość całkowita [m]	138
	Szerokość maks. [m]	20
	Wysokość (1 pokład) [m]	10
	Wyporność maks. [t]	7 000
	Zasięg [NM]	8 000
	Prędkość maks.[w]	28
	Załoga	120 + 60

Źródło: Na podstawie materiałów PGZ Stocznia Wojenna

Analiza aktualnego stanu potencjału bojowego Marynarki Wojennej skłania do wyciągnięcia jasnych i niepokojących konkluzji. Przy wysokim poziomie wyeksploatowania zasadniczych sił okrętowych (wiek okrętów), co oznacza w praktyce ich malejącą przydatność bojową i perspektywicznym pozyskaniu nowych jednostek w perspektywie najbliższych lat, pojawia się niebezpieczny okres „pomiędzy”. Pewnym uzupełnieniem jest tu program pomostowy pozyskania okrętów podwodnych, jednak uwagę zwraca potrzeba strategicznego planowania rozwoju sił morskich. Programy i wizje powinny być horyzontalnie zbieżne z politykami państwa, w tym przypadku bezpieczeństwem energetycznym tak, by w pełni wykorzystać jego potencjał i posiadać narzędzia ochrony.

Uwagę zwraca zbieżność akwenów ze szlakami transportu gazu naturalnego w ramach z jednego z kierunków importu. Potwierdza to tezę o potrzebie aktywnego włączenia się Rzeczypospolitej Polskiej w kształtowanie bezpieczeństwa w odległych regionach świata, przy pomocy odpowiednich narzędzi morskich. Transport gazu drogą morską przez obszary niszczące miana tzw. „choke point”, przy wykorzystaniu przez walczące strony środków asymetrycznych (miny morskie, ataki samobójcze) i jednoczesnym występowaniu dogodnych warunków środowiskowych, może poddany być presji nawet po zakończeniu intensywnej fazy konfliktu²²⁹. Szczególnie miny morskie dają możliwość zarówno rozłożenia zagrożenia w czasie, jak i eskalacji w wybranym przez atakujących czasie.

²²⁹ R. Miętkiewicz, *Blokada Cieśniny Ormuz – potencjał i narzędzia Iranu*, 2026, [dostęp: 17.03.2026 w: <https://theopportunity.pl/publikacje/12624-2/>].

5.2. Dywersyfikacja dostaw i partnerstwa międzynarodowe

Uprzywilejowania pozycja Rzeczypospolitej Polskiej w stosunku do krajów sąsiednich regionu Europy Środkowo-Wschodniej (możliwości reeksportu wolumenu surowca w przedziale 3–4 mld m³), wynikająca z nadmorskiego położenia, traktowana powinna być zarówno jako szansa, jak i zmuszać do refleksji nad pojawiającymi się ryzykami. Wśród potencjalnych działań ukierunkowanych na wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa w kontekście dostaw gazu wyróżnia się²³⁰:

- możliwość rozwoju alternatywnych połączeń dla gazu z Norwegii za pośrednictwem interkonektorów Mallnow, GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS oraz Lasów;
- dalszy rozwój możliwości w zakresie regazyfikacji gazu i dostosowanie polskich portów do roli hubów energetycznych²³¹. Kluczową rolę odegrać ma tu terminal FSRU oraz zakładane możliwości wykorzystania dwóch jednostek regazyfikacyjnych jednocześnie;
- możliwości importu gazu skroplonego za pośrednictwem terminali LNG w Holandii i/lub Belgii, poprzez rozwiniętą przepustowość pomiędzy Holandią a Niemcami;
- rozbudowa połączeń na strategicznej osi północ-południe poprzez Czechy i Słowację oraz Węgry, Rumunię i Bułgarię. Korytarz obejmować ma sieć gazociągów transgranicznych łączących kraje Europy Środkowo-Wschodniej od Świnoujścia w Polsce do wyspy Krk w Chorwacji. Dostrzegalne przy tym były istotne różnice w podejściu krajów tworzących Grupę Wyszehradzką (V4) do Rosji. Inicjatywa ta jest jednocześnie przykładem efektywnego wykorzystania narzędzi Unii Europejskiej w pozyskiwaniu finansowania projektów strategicznych, bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw a także polityki klimatycznej. Szczególny nacisk na rozwój terminala pływającego do odbioru LNG w Chorwacji położony był przy tym w ramach inicjatyw Trójmorza. Ta formuła współpracy może jednak być osłabiana w wyniku rozbieżnych interesów w zakresie polityki energetycznej państw członkowskich²³². Jako czynniki niesprzyjające osiąganiu celów wymienia się dominujący charakter Polski i nierównomierne zaangażowanie państw w Inicjatywie Trójmorza²³³.
- wykorzystanie ukraińskich możliwości do składowania surowca jako elementu zabezpieczenia bilansowania sezonowego (w momencie trwania konfliktu na Ukrainie infrastruktura przesyłowa do Polski może stać się celem ataków);

Budowanie bezpieczeństwa energetycznego wśród państw Europy Środkowo-Wschodniej, np. w oparciu o format Grupy Wyszehradzkiej (V4), może okazać się wyzwaniem z uwagi na różne relacje państw członkowskich z Federacją Rosyjską. Wcześniejsze obawy związane z rozbudową połączeń w ramach Grupy Wyszehradzkiej związane z postawą Węgier i Czech, głęboko uzależnionych od dostaw surowców rosyjskich²³⁴ uznać można za częściowo złago-

230 M. Ruszel, *Podsumowanie nie tylko morze pomoże, Bałtyk jako obszar szczególnej ochrony [w:] Czy morze pomoże? Bałtyk a bezpieczeństwo energetyczne Polski*, 2024, red. Z. Nowak, s. 57–61.

231 P. Mickiewicz, *Bezpieczeństwo energetyczne czy bezpieczeństwo morskie? Dylemat oceny potencjalnych zagrożeń bezpieczeństwa Polski na akwenie Morza Bałtyckiego w trzeciej dekadzie XXI wieku*, „Nautologia”, 2024, Rok LIX, 161, s. 75.

232 W. Jakóbiak, *Polityka Energetyczna Grupy Wyszehradzkiej i Trójmorza jako Uzupełnienie Polityki Unijnej*, Polski Ośrodek Naukowy Uniwersytetu Jagiellońskiego, 2021.

233 T. Pawłuszko, A. Borówka, M., Gębska, J., Wilczek, *Trójmorze Budowanie Regionu*, Raport Instytutu Nowej Europy, 2023.

234 Ł. Ogrodnik, T. Pastucha, *Derusyfikacja energetyczna wyszehradzkich partnerów Polski*, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, „Biuletyn PISM”, NR 130 (3133), [03.12.2025].

dzzone wraz z wynikiem wyborów parlamentarnych na Węgrzech i porażką gabinetu Wiktora Orbana. Polityka nowego rządu z jednej strony wskazuje na kierunek obejmujący stopniową dywersyfikację dostaw nośników energii z Rosji do 2035 r., z drugiej zaś prezentuje pragmatyzm w kontaktach z Rosją będący wynikiem skali powiązań gospodarczych.

Dojście do władzy w USA administracji Donalda Trumpa nastawionej na promowanie eksportu amerykańskiego gazu skroplonego (słynne hasło „drill baby drill”)²³⁵, upatrywano jako szansę w reeksportowaniu gazu skroplonego przez Polskę do innych krajów²³⁶. „Rewolucja łupkowa” związana z wdrożeniem nowoczesnych technologii obejmujących m.in. wiercenia horyzontalne i szczelinowanie hydrauliczne doprowadziła do zajęcia przez USA pozycji największego producenta i eksportera surowca w okresie 2017–2021²³⁷. Jednocześnie zwrócić należy uwagę, iż uzależnienie od dostaw gazu z USA w dobie zmiany paradygmatu stosunków międzynarodowych, skutkować może wzrostem podatności Polski na naciski w relacjach dwustronnych. Polska jawić się tu może jako niezwykle atrakcyjny kraj regionu z możliwościami alokacji wysokoopłacalnych inwestycji związanych z rozwojem energetyki jądrowej, zakupami amerykańskiego uzbrojenia oraz odbiorem i redystrybucją amerykańskiego gazu łupkowego. Ostatni element związany jest z wypełnieniem znacznej luki po wyparciu gazu rosyjskiego. Wyzwaniem pozostaje przy tym próba określenia przyszłości relacji państw europejskich z Rosją w perspektywie wieloletniej. Wśród wielu argumentów pojawiają się zarówno kwestie pozycji Europy i jej wpływu na zakończenie wojny rosyjsko-ukraińskiej, jak i aspekty gospodarcze, w tym lobbing ukierunkowany na wznowienie współpracy energetycznej²³⁸. Wśród spekulacji z 2025 r. o rzekomych rozmowach USA–Rosja dotyczących otwarcia niezniszczonej nitki gazociągu Nord Stream 2, pojawiły się także te o zainteresowaniu wybranych europejskich koncernów importem rosyjskiego gazu²³⁹.

5.3. Zagrożenia z katalogu odporności

Zagrożenia dla ciągłości dostaw gazu z kierunku morskiego charakteryzuje ich geograficzna rozciągłość obejmująca zarówno infrastrukturę po stronie producenta, szlaki komunikacyjne i gazociągi podmorskie, jak i obiekty regazyfikacyjne po stronie zamawiającego. Trasy dostaw gazu skroplonego do Polski i UE opisane zostały już wyżej w rozdziale czwartym.

W tym miejscu należy natomiast zwrócić uwagę na zagrożenia dotyczące infrastrukturę gazowniczą zlokalizowaną na polskim wybrzeżu morskim oraz morskie środki transportu gazu skroplonego. Napięta sytuacja bezpieczeństwa i praktyczne wykorzystanie akwenów Bałtyku strefy styku rozbieżnych interesów Rosji i państw Zachodu, a praktycznie przestrzeni konfliktu zastępczego (proxy war), generuje zagrożenia zarówno dla transportu morskiego, jak i obiek-

235 P. Zaleski, *Perspektywy polityki energetycznej 47 Prezydenta USA – Donalda Trumpa*, Fundacja im. K. Pułaskiego, 2025, [dostęp: 20.03.2026 r. w: <https://pulaski.pl/perspektywy-polityki-energetycznej-47-prezydenta-usa-donald-trump>]/6.

236 Ośrodek Bezpieczeństwa Energetycznego, *Trump 2.0. Czy czeka nas kontrrewolucja energetyczna?* [dostęp: 19.03.2026 r. w: <https://zeop.pl/trump-2-0-czy-czeka-nas-kontrrewolucja-energetyczna/>].

237 M. Paszkowski, *Wybory prezydenckie w USA a bezpieczeństwo energetyczne państw Europy Środkowej*, Instytut Europy Środkowej, Komentarz IEŚ, Nr 1247 (222/2024), [03.12.2024].

238 M. Menkiszak, *Czasem lepiej nie rozmawiać. Pułapki potencjalnego dialogu Europy z Rosją*, Komentarze OSW, Numer 710, [23.02.2026].

239 A. Łoskot-Strachota, *Rynek gazu w UE w 2025 roku: rosyjski surowiec, nowa polityka USA i strategiczne niepewności*, Komentarze OSW, NUMER 650, [14.03.2025].

tów infrastrukturalnych na brzegu i otwartym morzu. Terminale specjalistyczne wraz z towarzyszącą im infrastrukturą (terminal LNG w Świnoujściu i FSRU na wodach Zatoki Gdańskiej) narażone są na liczne zagrożenia z kierunku lądowego, morskiego, powietrznego i domeny cybernetycznej (nie rozpatrywanej). Pakiet potencjalnych zagrożeń dla zbiornikowców kriogenicznych żeglujących do Zatoki Pomorskiej (Gazoport) i Zatoki Gdańskiej (terminal FSRU) obejmować może m.in:

- celowe powodowanie kolizji z wykorzystaniem statków „floty widmo” pod pozorem awarii systemów pokładowych, niesprzyjających warunków pogodowych, itp.;
- ataki bezałogowych jednostek nawodnych (USV) i dronów powietrznych (UAV), a w przypadku postępu na kotwicy także dronów podwodnych (UUV);
- próby przechwycenia jednostki w wyniku działań terrorystycznych, pirackich lub służb specjalnych obcego państwa;
- minowanie tras przejścia i kreowanie zagrożeń asymetrycznych z kierunku brzegu;
- podkładanie min (limpet mines) pod kadłuby i ładunków improwizowanych na pokładach gazowców.

Zagrożenia dla terminali specjalistycznych (LNG, FSRU) przyjąć mogą formę²⁴⁰:

- ataki terrorystyczne i akty sabotażu na infrastrukturę z kierunku lądu;
- próby blokowania dostępu do terminali z kierunku morza (zatopienie jednostki na torze podejściowym – cyklicznie pogłębianym);
- zagrożenia w dolnej półsferze obejmujące ataki nurków i dronów podwodnych, stawianie min morskich;
- ataki dronów nawodnych i powietrznych oraz próby naruszania stref ochrony.

Potencjalne zagrożenia dla obiektów podmorskich w postaci gazociągów obejmują głównie²⁴¹:

- wleczenie kotwic (urządzeń) z intencją mechanicznego uszkodzenia infrastruktury;
- inne akty naruszenia strefy bezpieczeństwa pod pozorem np. aktywności rybackiej;
- wykorzystania grup dywersji podwodnej w celu podkładania urządzeń wybuchowych;
- użycie autonomicznych i telesterowanych pojazdów podwodnych, do podkładania materiałów wybuchowych, mapowania przebiegu infrastruktury. Platformy tego typu mogą przy tym same odgrywać rolę mobilnych min morskich;
- stawianie min morskich i urządzeń improwizowanych celem zmuszenia państwa nadbrzeżnego (właściciela) do podjęcia działań przeciwminowych i przejścia ryzyka;

Potencjalne zagrożenia dla infrastruktury wydobywczej na Bałtyku obejmować mogą np.:

- naruszanie stref bezpieczeństwa (500 m wokół instalacji) z wykorzystaniem samolotów wojskowych i jednostek nawodnych, w tym autonomicznych;
- bezpośrednie atakowanie instalacji w domenie nawodnej, powietrznej i podwodnej z wykorzystaniem platform autonomicznych, operujących z okrętów podwodnych, jak i statków cywilnych;
- akty sabotażu, taranowania przez jednostki floty widmo, pod pozorem awarii;
- próby opanowania instalacji przez siły specjalne, także działające pod przykryciem.

240 R. Miętkiewicz, *Wykorzystanie Bezałogowych Jednostek Nawodnych w Zabezpieczeniu Morskich Obiektów Infrastruktury Krytycznej*, Akademia Marynarki Wojennej, Gdynia, 2018, s. 35.

241 R. Miętkiewicz, *Hybrid threats in the Baltic Sea. The results of analysis of countermeasure options*, "Terrorism – Studies, Analyses, Prevention", 2025, special edition: 35–70. [dostęp: 26.08.2026 r. w: <https://doi.org/10.4467/27204383TER.25.014.21517>].

Katalog zagrożeń pozostaje otwarty a wysoka determinacja przeciwnika wraz z dostępną technologią, szczególnie w postaci platform autonomicznych, tworzą poważne wyzwania zarówno dla operatorów infrastruktury gazowej, jak i zbiornikowców kriogenicznych. Cechą charakterystyczną transportu gazu z wykorzystaniem domeny morskiej (zbiornikowce, jak i gazociągi), jest możliwość kreowania zagrożeń przeciwko interesom polskim daleko od granic państwa. W ramach ograniczenia wyzwań i ryzyk należy wykształcać środki ich minimalizacji.

5.4. Wyzwania dla ochrony morskiej infrastruktury krytycznej – gazowce i terminale LNG

Środowisko bezpieczeństwa w ujęciu globalnym pozostaje niestabilne i nieprzewidywalne. Za największe i długotrwałe zagrożenie w percepcji NATO uznaje się Rosję z jej dążeniem do rekonfiguracji euroatlantyckiej architektury bezpieczeństwa. Kolejnym z wyzwań pozostaje terroryzm we wszystkich swoich formach tworzących szeroką paletę zagrożeń asymetrycznych. Oceany i morza świata pozostają przestrzenią transnarodowej działalności przestępczej, w tym piractwa, działań przeciwko żegludze i krytycznej infrastrukturze morskiej, nielegalnej migracji oraz handlu ludźmi, bronią i narkotykami. Zagrożenia te służą państwom i aktorom pozapaństwowym, jako narzędzia podważania wolności żeglugi i ograniczania swobód korzystania z morskich linii komunikacyjnych. Wyzwania związane z utrzymaniem wymaganego poziomu bezpieczeństwa obejmują także zmiany klimatyczne i wynikające z nich spory w zakresie dostępu do surowców strategicznych, metali ziem rzadkich, linii komunikacyjnych po wzrost poziomu wód na wybrzeżach państw członkowskich. Nie bez znaczenia pozostają także technologie przełomowe, w tym sztuczna inteligencja, systemy autonomiczne, technologie kwantowe i broń hipersoniczna, które wpływają na bezpieczeństwo na obszarach morskich²⁴².

Bezpieczeństwo gospodarcze Sojuszu i jego partnerów jest powiązane i zależne od bezpiecznego wykorzystania środowiska operacyjnego na morzu (wkład sił NATO). W zakresie utrzymania bezpieczeństwa na obszarach morskich, siły NATO współpracują z władzami krajowymi, sektorem prywatnym, organizacjami międzynarodowymi i pozarządowymi. Współpraca służy ochronie strategicznych interesów, budowaniu stabilności sojuszników, przyczyniając się do zmniejszenia luk w obecnych krajowych cywilnych i/lub wojskowych zdolnościach w zakresie egzekwowania prawa²⁴³.

Morskie obiekty infrastruktury krytycznej w postaci terminali specjalistycznych oraz transgranicznych obiektów przesyłowych gazu naturalnego (Baltic Pipe), jak i zbiornikowce kriogeniczne stanowią istotne elementy łańcucha dostaw surowca strategicznego i jako takie wymagają utrzymania skutecznego poziomu bezpieczeństwa. W przypadku zbiornikowców LNG elementem gwarantującym bezpieczeństwo i pełną władzę państwa, a tym samym możliwość wdrażania środków ochrony na wypadek wystąpienia zagrożeń, jest bandera narodowa (rejestracja jednostki w kraju), polskie dowództwo oraz załoga narodowa. Zgodnie

242 NATO, *Alliance Maritime Strategy*, [dostęp: 08.02.2026 r. w: <https://www.nato.int/en/about-us/official-texts-and-resources/official-texts/2025/10/29/alliance-maritime-strategy>].

243 *Allied Joint Doctrine for Maritime Operations*, NATO standard AJP-3.1, Edition B, Version 1, 2025, NATO Standardization Office (NSO).

z obowiązującymi zapisami prawa międzynarodowego, statek żeglujący po morzu pełnym²⁴⁴ pozostaje pod wyłączną jurysdykcją i władzą państwa bandery i stosuje się wobec niego prawo tego państwa²⁴⁵.

Budowa sił morskich, jako narzędzia odpowiedzi na aktualne i przyszłe wyzwania i zagrożenia wymagają aprobaty społeczeństwa (podatnika). Nawet najbardziej ambitne plany rozwojowe, w połączeniu ze zdeterminowaną, doświadczoną i świetnie wyedukowanym personelem floty, nie osiągną celu bez woli politycznej. Świadomość wśród gremiów decydenckich oraz społeczeństwa powinna być przy tym celem komunikacji społecznej²⁴⁶.

Wnioski:

- Marynarka Wojenna RP znajdująca się w procesie głębokiej modernizacji posiada zdolności do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu naturalnego drogą morską na akwenie Morza Bałtyckiego i ograniczone możliwości ochrony linii żeglugowych poza akwenami Bałtyku;
- Zagrożenia dla dostaw LNG generowane mogą być zarówno na akwenach Morza Bałtyckiego jak i poza nim, także w rejonach znacznie oddalonych od baz własnych Marynarki Wojennej. Szeroki pakiet zagrożeń przeciwko gazociągom podmorskim, szczególnie Baltic Pipe, wpisuje się w scenariusze konfliktu hybrydowego (dolna półsfera). Morskie szlaki komunikacyjne i zbiornikowce kriogeniczne atakowane mogą być szczególnie w obszarach o wysokim poziomie niestabilności geopolitycznej (Morze Czerwone) oraz punktach węzłowych (Cieśnina Ormuz, Cieśnina Bab al-Mandab). Przewidywać należy, iż potencjalny przeciwnik w poszukiwaniu słabych punktów, podejmował będzie działania przeciwko dostawom gazu do Polski, przy wykorzystaniu instrumentarium charakterystycznego dla działań asymetrycznych (działania terrorystyczne, akty sabotażu) i elementów wojny zastępczej (wykorzystanie terytoriów państw upadłych, obcych służb, itp.);
- Istotnym źródłem zagrożeń dla dostaw realizowanych przez zbiornikowce kriogeniczne oraz gazociągi podmorskie pozostaje rosyjska flota widmo, która odpowiadać może za akcje sabotażowe przeciwko infrastrukturze podmorskiej, jak i powodowanie celowych zderzeń ze statkami, po fizyczne blokowanie dostępu do terminali specjalistycznych (zatapianie statków na torze wodnym pod pozorem awarii);
- Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw gazu naturalnego do Polski mogą mieć charakter transgraniczny, tym samym identyfikowanie podatności i ryzyk obejmować musi kwestie potencjalnych zdarzeń poza terytorium Polski (Dania, Niemcy, Szwecja);
- Zabezpieczenie ciągłości dostaw gazu do Polski wymaga wielostronnej, międzysektorowej oraz międzynarodowej współpracy służb specjalnych, operatorów infrastruktury, armatorów statków po Siły Zbrojne (głównie Marynarka Wojenna i Wojska Specjalne);

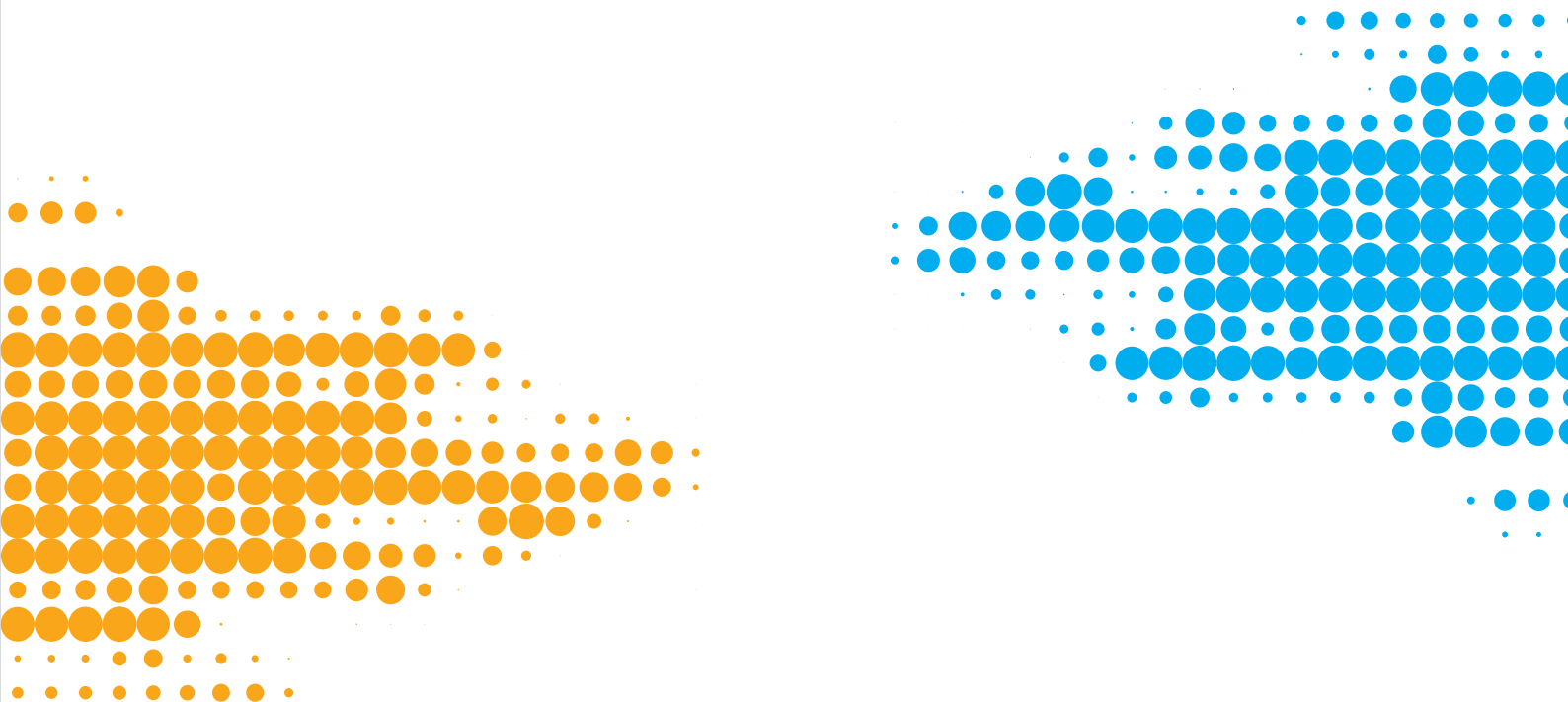
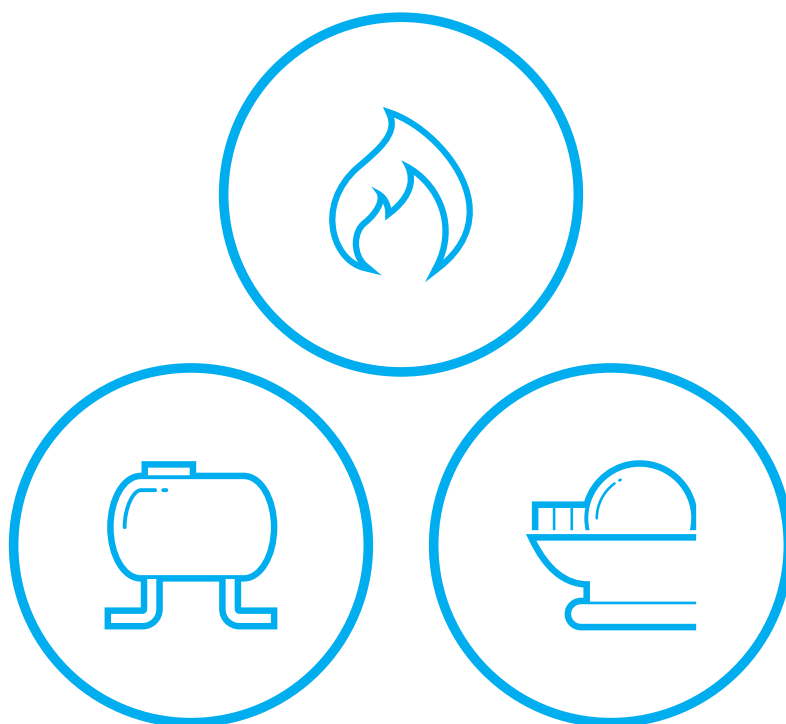
244 Zgodnie z art. 86 Konwencji Wszystkie części morza nie należące ani do wyłącznej strefy ekonomicznej, morza terytorialnego lub do wód wewnętrznych państwa, ani do wód archipelagowych państwa archipelagowego.

245 Art. 92, Konwencja Narodów Zjednoczonych o Prawie Morza sporządzona w Montego Bay dnia 10 grudnia 1982 r.

246 A. K. Blackley, *Towards a New Navalism for the Twenty-first Century*, "Proceedings", 2021, Vol. 147/12/1426.

- W okresie przejściowego wzrostu popytu na gaz ziemny dywersyfikacja jego dostaw obejmująca rozróżnienie kilku źródeł importu oraz sposobów jej realizacji, jest w przypadku Polski niezbędnym kierunkiem działań w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do gazu naturalnego. Kierunek morski, szczególnie atrakcyjny biorąc pod uwagę dostawy od odległych producentów posiada liczne zalety, jednak zwrócić należy uwagę na podatności związane z potencjalnymi próbami blokowania dostaw w rejonie Cieśnin Bałtyckich z wykorzystaniem instrumentarium typowego dla działań podprogowych;
- Za jeden z kierunków działań zmierzających do zwiększenia odporności państwa na zaburzenia geopolityczne skutkujące zakłóceniem dostaw surowca uznać należy przyspieszenie transformacji energetycznej w zakresie odejścia od surowców kopalnych.





PODSUMOWANIE

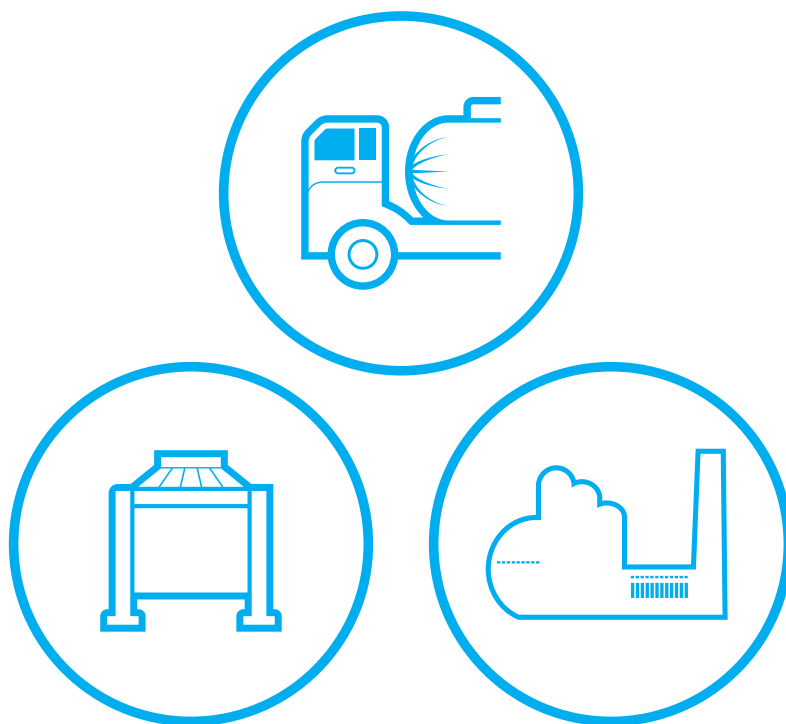
Podsumowanie

Przyjęty w Polsce model transformacji energetycznej, którego celem jest osiągnięcie stanu neutralności klimatycznej, oparty został o stabilizacyjną rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego, który umożliwi przeprowadzenie długoletniego procesu zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej. Gaz ziemny stał się obecnie ważnym ogniwem w realizowanej strategii transformacji energetyki w Polsce, co budzi obawy w obliczu trwających konfliktów zbrojnych i kryzysów energetycznych, skutkujących rosnącymi cenami i przerwaniem ciągłości dostaw tego surowca do Europy. W związku z powyższym, konieczne jest zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego do Polski oraz podnoszenie świadomości z zakresu uwarunkowań międzynarodowych układów politycznych, jak i działania rynków energii. Równie ważne jak dywersyfikacja kierunków dostaw jest zabezpieczanie własnych potrzeb energetycznych poprzez budowanie krajowej odporności i jak największej niezależności systemu energetycznego.

Krajowa ścieżka transformacji wymaga jednoczesnego zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu przy dynamicznym rozwoju technologii niskoemisyjnych. Kluczowym wyzwaniem staje się znalezienie równowagi pomiędzy utrzymaniem odpowiedniej liczby sterowalnych źródeł bilansujących a rosnącym udziałem OZE i elektryfikacją gospodarki. Oznacza to konieczność zwiększania elastyczności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz ostrożnego planowania roli gazu, magazynów energii i gazów odnawialnych w okresie przejściowym.

- Po kryzysie z lat 2021-2022 oraz 2026 europejskie rynki gazu pozostają nadal pod presją czynników geopolitycznych. Ponowne dążenie do równowagi opiera się nie na przepływach rurociągowych, lecz na zwiększonych dostawach gazu skroplonego.
- Najważniejsza zmiana po stronie podaży polega na trwałym przesunięciu środka ciężkości z gazu rurociągowego na LNG, które stało się kluczowym mechanizmem bilansowania rynku oraz czynnikiem integrującym regionalne systemy w jeden globalny rynek. Sektor LNG charakteryzuje się przy tym znacznie większą elastycznością i zróżnicowaniem ofert.
- Po 2022 roku rynek gazu nie powrócił do wcześniejszego modelu cenowego, lecz wszedł w nowy reżim charakteryzujący się wyższą zmiennością wynikającą z globalnej konkurencji o LNG oraz nadal silną zależnością od złożonych czynników geopolitycznych. Handel LNG podlega dużej podatności na szoki wywołane konfliktami międzynarodowymi.
- W średnim okresie kluczowym czynnikiem kształtującym podaż będzie szybki przyrost nowych mocy LNG, przede wszystkim w Stanach Zjednoczonych, który jednocześnie zwiększy presję konkurencyjną i ryzyko dominacji nad innymi kierunkami dostaw.

- Nie ulega zmianie kierunek wspólnotowej polityki energetyczno-klimatycznej wobec gazu ziemnego, którego wykorzystywanie w systemie będzie podlegało coraz większym opłatom i ryzykom wahań cenowych. W polskim modelu transformacji energetycznej gaz ziemny pełni rolę paliwa pomostowego, które współpracując ze źródłami odnawialnymi ma stabilizować funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.
- Rola gazu ziemnego w krajowej gospodarce będzie największa do połowy lat 30. XXI w. ze względu na jego zwiększający się udział w produkcji energii elektrycznej i ciepłej oraz wspieraniu procesu transformacji. W tym czasie należy zadbać o budowę dywersyfikacji technologicznej w energetyce i jak największej niezależności systemu od importowanych kopalin.
- Największy potencjał ograniczenia zużycia gazu ziemnego mają elektryfikacja, poprawa efektywności energetycznej oraz dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii.
- Rosnąca liczba okresów z nadwyżkami energii, ujemnymi cenami oraz przymusowym ograniczaniem produkcji wskazuje na konieczność szybkiego rozwoju magazynów energii i ciepła, zarządzania popytem oraz nowoczesnych usług bilansowania.
- Dzięki wysokiemu krajowemu potencjałowi produkcji biometanu oraz możliwości wykorzystania go w istniejącej infrastrukturze gazowej może on odegrać kluczową rolę w sektorach trudnych do elektryfikacji, choć nie zastąpi całkowicie gazu kopalnego.
- Polska przebudowała strukturę importowych dostaw gazu, rezygnując z handlu z Rosją na rzecz zwiększenia strumienia gazu skroplonego, bazującego na wielu kontraktach z różnymi dostawcami.
- Zagrożenia w stosunku do dostaw gazu ziemnego realizowanych poprzez akweny morskie generowane mogą być zarówno na wodach Morza Bałtyckiego jak i poza nim, szczególnie w rejonie Zatoki Perskiej, Zatoki Adeńskiej i Morza Czerwonego oraz punktach węzłowych: Cieśnina Ormuz, Cieśnina Bab al-Mandab.
- Globalny rynek LNG, którym związała się Polska, funkcjonuje w środowisku międzynarodowym charakteryzującym się permanentną rywalizacją pomiędzy światowymi i regionalnymi mocarstwami. Napięcia geopolityczne pozostaną nieprzemijającym źródłem okresowych kryzysów destabilizujących handel i dostawy gazu skroplonego.



Bibliografia

- Energy Institute, *Statistical Review of World Energy 2026*.
- European Commission, *Market analysis – EU gas market indicators*, [dostęp: 17.08.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en].
- Eurostat, *Natural gas supply statistics*, czerwiec 2026 r., [dostęp: 17.08.2026 r. w: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_supply_statistics].
- Parlament Europejski, *Dostawy gazu: Posłowie do PE opowiadają się za elastycznością uzupełniania zapasów w celu obniżenia cen*, 24.04.2025 r., [dostęp: 10.07.2026 w: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20250422IPR28105/gas-supply-meps-advocate-storage-refill-flexibility-to-bring-down-prices>].
- European Commission, *Ensuring well-functioning gas markets Report by the Gas Market Task Force (“GMTF”)*, Brussels, 01.06.2026.
- Rada Europejska, *Skąd UE czerpie gaz*, [dostęp: 13.06.2026 r. w: <https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/>].
- European Commission, *Liquefied natural gas*, [dostęp: 13.06.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/liquefied-natural-gas_en].
- European Commission, *EU-US trade deal explained – energy aspects*, [dostęp: 12.06.2026 r. w: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_25_1935].
- Bruegel, *European natural gas imports*, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>]. W marcu 2026 r. import rosyjskiego LNG do UE osiągnął 2,459 mld m³ i był najwyższy od początku prowadzenia tego pomiaru w 2019 r.
- IEEFA, *Europe to source two-thirds of its LNG imports from US in 2026 as dependence deepens*, 13.05.2026, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://ieefa.org/articles/europe-source-two-thirds-its-lng-imports-us-2026-dependence-deepens>].
- Ministerstwo Energii, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.*, Warszawa, lipiec 2026 r.
- European Commission, *Liquefied natural gas*, [dostęp: 17.06.2026 w: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/liquefied-natural-gas_en].
- Sacyr, *New LNG terminal in Germany*, [dostęp: 17.06.2026 w: <https://sacyrinfraestructuras.com/en/nueva-terminal-de-gnl-en-alemania>].
- Elenger, *Gas market overview 2026*, [dostęp: 17.04.2026 w: <https://elenger.ee/en/gas-market-overview-q1-2026/>].
- P. Heather, *OIES European traded gas hubs: TTF now a global gas benchmark*, OIES PAPER: NG 198 June 2025.
- S. Rexhausen, J. Große, F. Friedwagner, J. Schröder, BCG, *A New Gas Procurement Paradigm to Protect Europe's Industrial Future. From volatility to stability. Why Europe needs price-secured long-term contracts now*, sierpień 2025.
- ACER, *Key developments in European gas markets – winter 2025/2026*, [dostęp: 17.08.2026 r. w: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2026-ACER-Gas-Key-Developments-winter.pdf>].
- IEA, *Gas Market Report, Q1-2026*, Paris 2026, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2026>].
- S. Rexhausen, J. Große, F. Friedwagner, J. Schröder, BCG, *A New Gas Procurement ...*, op. cit., s. 7.
- IEA, *Gas Market Report, Q2-2026*, Paris 2026, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2026>].
- McKinsey & Company, *Reflecting on 2021 global LNG and European pipeline flows*, [dostęp: 23.07.2026 r. w: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/oil-and-gas-blog/reflecting-on-2021-global-lng-and-european-pipeline-flows>].
- GIIGNL, *The LNG Industry – GIIGNL Annual Report 2025*, Paris 2025. W 2024 r. obrót spotowy i krótkoterminowy wyniósł 146 mln ton, co odpowiadało 36% światowego importu LNG.
- J. Sharples, *A Brave New World? LNG Contracts in the Context of Market Turbulence and an Uncertain Future*, „OIES Paper”, NG 187, grudzień 2023 r.
- DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.
- Komisja Europejska, *ETS2. Budynki, transport i sektory dodatkowe*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en].
- ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2024/1787 z 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942.

- ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY w sprawie stopniowego odchodzenia od importu gazu ziemnego z Rosji oraz przygotowania do stopniowego odchodzenia od importu rosyjskiej ropy naftowej, poprawy monitorowania potencjalnych zależności energetycznych oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2017/1938, [dostęp 24.08.2026 r. w: <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2026/01/26/russian-gas-imports-council-gives-final-greenlight-to-a-stepwise-ban/>].
- *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, Warszawa 2021.
- Ministerstwo Energii, *Krajowy Plan w Dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*, projekt KPEiK – wersja z czerwca 2026 r., [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.gov.pl/web/energia/krajowy-plan-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r---przyjety-przez-rade-ministrow>].
- PSE, *Strażnik i architekt. Strategia PSE S.A. do roku 2040*.
- Enerad.pl, *Prezes PSE: stabilność systemu elektroenergetycznego do 2030 roku zależy od inwestycji w gaz i OZE*. 25.03.2025 r., [dostęp 24.08.2026 r. w: <https://enerad.pl/prezes-pse-stabilnosc-systemu-elektroenergetycznego-do-2030-roku-zalezy-od-inwestycji-w-gaz-i-oze/>].
- PSE, *Raporty roczne z funkcjonowania KSE*, 2014 – 2024, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.pse.pl/mapa-raportow>].
- PGE, PGE podpisało umowy na budowę dwóch nowych elektrowni gazowych w Rybniku i Gryfinie, 04.03.2026 r., [dostęp 03.04.2026 r. w: <https://www.gkpge.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/pge-podpisala-umowy-na-budowe-dwoch-nowych-elektrowni-gazowych-w-rybniku-i-gryfinie>].
- ENEA, *Strategia rozwoju Grupy ENEA do 2035 roku* [dostęp: 04.04.2026 r. w: <https://ir.enea.pl/informacje-dla-inwestorow/zalacznik/2753547>].
- ZE PAK, *STRATEGIA ESG na lata 2024-2028*, s. 6-7, [dostęp: 04.04.2026 r. w: <https://ri.zepak.com.pl/pl/o-spolce/strategia-esg.html>].
- ORLEN, *Energetyka gazowa. Rola gazu w budowie bezpieczeństwa rozwoju gospodarczego*, [dostęp: 06.04.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/zrownowazony-rozwoj/projekty-transformacyjne/energetyka-gazowa>].
- ORLEN, *Energia jutra zaczyna się dziś*, [dostęp: 05.04.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/strategia>].
- ORLEN, *Kluczowa faza realizacji elektrowni gazowej w Grudziądzu*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/archiwum/2024/Lipiec-2024/kluczowa-faza-realizacji-elektrowni-gazowej-w-grudziadzu>].
- PAP biznes, *Gaz-System szacuje koszt pływającego terminala LNG i infrastruktury to ok. 4,5 mld zł*, 31.05.2025 r., [dostęp: 29.07.2026 r. w: <https://biznes.pap.pl/wiadomosci/firmy/gaz-system-szacuje-koszt-plywajacego-terminala-lng-i-infrastruktury-ok-45-mld-zl>].
- Ministerstwo Energii, *Powstanie trzeci terminal LNG w Polsce*, 23.06.2026 r., [dostęp: 31.07.2026 r. w: <https://www.gov.pl/web/energia/powstanie-trzeci-terminal-lng-w-polsce>].
- D. Malinowski, *To będzie najtańszy i najszybszy gazoport. Nowa inwestycja na Wybrzeżu „WNP.”* [dostęp: 31.07.2026 r. w: <https://www.wnp.pl/energia/to-bedzie-najtanszy-i-najszybszy-gazoport-nowa-inwestycja-na-wybrzezu,1074978.html>].
- ORLEN, *ORLEN stawia na bezpieczeństwo – rusza największa inwestycja w krajowe magazyny gazu*, 30.03.2023 r., [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/archiwum/2023/Sierpień-2023/ORLEN-stawia-na-bezpieczenstwo--rusza-najwieksza-inwestycja--w-krajowe-magazyny-gazu>].
- WysokieNapiecie.pl, *Orlen rusza z rozbudową magazynu gazu w Wierchowicach do 2,1 mld m³*, 30.08.2023 r. [dostęp: 31.07.2026 r. w: <https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spicie/orlen-rusza-z-rozbudow-magazynu-gazu-w-wierchowicach-do-2-1-mld-m3/>].
- European Commission, *REPowerEU Affordable, secure and sustainable energy for Europe*, 2022.
- European Commission, *Hydrogen and decarbonised gas market*, 2024 [dostęp: 24.08.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market_en].
- DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.
- European Commission, *Electrification Action Plan*, 2026.
- WysokieNapiecie.pl, *Reforma ETS: Bruksela łagodzi kurs, ale nie zmienia celu* [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://wysokienapiecie.pl/120451-reforma-ets-bruksela-lagodzi-kurs-ale-nie-zmienia-celu/>].
- Międzynarodowa Agencja Energii, *World Energy Outlook 2025* [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>].
- Międzynarodowa Agencja Energii, *Net Zero Roadmap A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, 2023 Update*, [dostęp: 4.08.2026 r. w: https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b90846f5c19/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf].

- Międzynarodowa Agencja Energii, *Electricity Mid-Year Update 2025*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.iea.org/reports/electricity-mid-year-update-2025>].
- Główny Urząd Statystyczny, *Zużycie paliw i nośników energii w 2024 r.*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-paliw-i-nosnikow-energii-w-2024-r-6,19.html>].
- Rada Europejska, *REPowerEU plan: energy policy in EU countries' recovery and resilience plans*, 2022-2026.
- ENTSG, *Report on annual renewable gas injections into gas networks*. 2026 [dostęp: 24.08.2026 r. w: [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-02/ENTSG Report on Annual Renewable Gas Injections into Gas Networks 2026.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-02/ENTSG%20Report%20on%20Annual%20Renewable%20Gas%20Injections%20into%20Gas%20Networks%202026.pdf)].
- Międzynarodowa Agencja Energii, *Global Hydrogen Review*, 2025.
- NCBR, *Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego*, 2024.
- GAZ-SYSTEM, *Wyniki badania rynku biometanu w 2025 r.*, [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/biometan/wyniki-badania-ryнку.html>].
- Forum Energii, *Molekuły niezależności. Szanse związane z wykorzystaniem polskiego potencjału biometanu*. 2026 [dostęp: 24.08.2026 r. w: <https://www.forum-energii.eu/molekuly-niezaleznosci-biometanu-jako-niewykorzystany-potencjal-polski>].
- Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, *Uruchomienie potencjału produkcji polskiego biometanu. Podsumowanie i rekomendacje 2025*.
- Najwyższa Izba Kontroli, LKA.430.3.2025. Nr ewid. 67/2025/P/24/059/LK.
- Tamże: analiza dotyczyła mocy zainstalowanych w latach 2020-2023 na podstawie danych GUS.
- Forum Energii 2026, *Modernizacja albo marginalizacja. Jak elektryfikacja przemysłu może zapewnić Polsce bezpieczeństwo, konkurencyjność i wzrost gospodarczy?*
- Komisja Europejska, 2026, *Clean Industrial Deal*, [dostęp: 25.08.2026 r. w: https://energy.ec.europa.eu/strategy/affordable-energy_enhttps://commission.europa.eu/topics/competitiveness/clean-industrial-deal_en].
- Komisja Europejska, 2025, *Affordable Energy Action Plan*.
- Fraunhofer ISI, 2024, *Direct Electrification of Industrial Process Heat: An Assessment of Technologies, Potentials and Future Prospects for the EU*.
- Agora Industry, 2023, *The Business Case for Electrifying Industrial Heat*.
- MAE, 2024, *World Energy Outlook 2024*.
- Forum Energii, 2026, *Transformacja energetyczna w Polsce. Rocznik 2026* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.forum-energii.eu/transformacja-energetyczna-w-polsce-edycja-2026>].
- PSE, 2026, *PSE rozpoczynają prace nad kształtowaniem parametrów sieci przez magazyny energii elektryczne*: [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.pse.pl/-/pse-rozpoczynaja-prace-nad-kształtowaniem-parametrow-sieci-przez-magazyny-energii-elektrycznej>].
- URE, *Prezes URE ogłasza ostateczne wyniki aukcji głównej rynku mocy na dostawy w 2030 r.* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogólne/aktualnosci/13031,Prezes-URE-oglasza-ostateczne-wyniki-aukcji-główniej-ryнку-mocy-na-dostawy-w-2030.html>].
- Fundacja InStrat, 2026, *Ile i jakich mocy mamy zainstalowanych w systemie?* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://instrat.pl/rynek-mocy-apel-2026/>].
- Forum Energii, 2026, *Moce za wszelką cenę? Co osiągnęła Polska przez 10 lat pracy nad rynkiem mocy*: [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.forum-energii.eu/moce-za-wszelka-cene>].
- McKinsey&Company 2026, *Industrial heat electrification in Europe: New business models emerge*: [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/blog/industrial-heat-electrification-in-europe-new-business-models-emerge>].
- IEO 2024, *Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://ieo.pl/raporty-i-artkuly-ieo-oze-w-polskim-cieplownictwie/1693-mapa-drogowa-ryнку-magazynow-ciepła>].
- IEO, 2026, *Elektryfikacja przemysłu z wykorzystaniem magazynów ciepła i energii elektrycznej z OZE*.
- Komentarz IPE, *Przyszłość biopaliw stałych w Polsce do 2040 r.* [dostęp: 25.08.2026 r. w: https://www.institutpe.pl/wp-content/uploads/2026/03/Komentarz_IPE-1-2026_T-Mirowski_Przyszlosc-biopaliw-w-Polsce.pdf].
- Parlamentarny Zespół ds. Ciepłownictwa, Posiedzenie nt. „Wykorzystania potencjału biomasy w krajowym systemie energetycznym i ciepłownictwie systemowym” z 10.03.2026.
- K. Moskwik, 2026, *Rewolucja w ciepłownictwie. Jak zazielenić sektor zdominowany przez węgiel? Raport*
- PSE, 2025, *Projekt nowego planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034 uzgodniony*: [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>].
- Urząd Regulacji Energetyki, *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*.
- ENTSO-E, 2024, *Ten-Year Network Development Plan*.

- ACER, 2025, *Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU. 2025 Monitoring Report*.
- Ember 2025, *New lines of defence: how interconnectors keep the lights on* [dostęp: 25.08.2026 r. w: <https://ember-energy.org/latest-insights/new-lines-of-defence-how-interconnectors-keep-the-lights-on/>].
- Komisja Europejska 2025, *European Grid Package* [dostęp: 25.08.2026 r. w: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14672-European-grid-package_en].
- Eurelectric 2024, *Grids for Speed. Raport*.
- Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2024 r.*, s. 11.
- ORLEN, *Strategia ORLEN do 2035 roku*, s. 19.
- CEP, *About us*, [dostęp: 28.03.2026 r. w: <https://www.cepetro.com/pl>].
- Więcej na ten temat w: NIK, *Informacja o wynikach kontroli POSZUKIWANIE, WYDOBYWANIE I ZAGOSPODAROWANIE GAZU ZE ZŁOŻ ŁUPKOWYCH*, Warszawa, 06.12.2012 r. [dostęp: 30.01.2026 r. w: <https://www.nik.gov.pl/najnowsze-informacje-o-wynikach-kontroli/nik-o-poszukiwaniach-gazu-lupkowego.html>].
- Gaz Storage Poland, *Parametry techniczne – podziemne magazyny gazu w Polsce*, [dostęp: 30.03.2026 r. w: <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=dane-operacyjne/dane-operacyjne/>].
- NAFTA, *NAFTA's storage operations* [dostęp: 26.08.2026 r. w: <https://www.nafta.sk/en/news/your-partner-underground-gas-storage>].
- Energy Institute, *Statistical Review of World Energy 2025*, s. 39.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Art. 16.1.
- Department of Energy, *President Trump Is Delivering On LNG*, [dostęp: 26.06.2026 r. w: https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-06/Jera_LNG_Factsheet_061125.pdf].
- W styczniu 2024 r. Prezydent USA Joe Biden wstrzymał zatwierdzanie bieżących i przyszłych wniosków o zezwolenie na eksport skroplonego gazu ziemnego z nowych projektów. Decyzja ta została przyjęta uzasadniana była koniecznością zbadania wpływu eksportu LNG na koszty energii, bezpieczeństwo energetyczne i środowisko naturalne (klimat). T. Gardner, *Biden pauses LNG export approvals after pressure from climate activists*, "Reuters" [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://www.reuters.com/business/energy/biden-pauses-approval-new-lng-export-projects-win-climate-activists-2024-01-26/>].
- Department of Energy [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://www.energy.gov/articles/fact-sheet-delivering-us-oil-and-natural-gas-production>].
- Venture Global, *Plaquemines* [dostęp: 04.07.2026 r. w: <https://ventureglobal.com/venture-global-plaquemines/>].
- Department of Energy, *The 9th U.S. liquefied natural gas export terminal, Golden Pass, ships first cargo*, [dostęp: 06.07.2026 r. w: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67564>].
- U.S. Energy Information Administration, *North America's LNG export capacity could more than double by 2029* [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=66384>].
- Traktat Północnoatlantycki sporządzony w Waszyngtonie dnia 4 kwietnia 1949 r. (Dz.U. z dnia 19 października 2000 r.), Artykuł 6.
- National Oceanic and Atmospheric Administration, *NOAA to announce 2026 Atlantic Hurricane Season Outlook* [dostęp: 06.07.2026 r. w: <https://www.noaa.gov/media-advisory/noaa-to-announce-2026-atlantic-hurricane-season-outlook>].
- Qatar Energy LNG, *North Field* [dostęp: 07.07.2026 r. w: <https://www.qatarenergylng.qa/english/About-Us/North-Field>].
- Serwis Rzeczypospolitej Polskiej, *Katar. Krótki opis gospodarki i jej struktury*, [dostęp: 07.07.2026 r. w: <https://www.gov.pl/web/katar/informator-ekonomiczny>].
- The State of Qatar, *Energy* [dostęp: 14.08.2026 r. w: <https://imo.gov.qa/priorities/energy>].
- Qatar Energy, *LNG: cleaner source of energy* [dostęp: 26.08.2026 r. w: <https://www.qatarenergy.qa/en/whoweare/Pages/WhatIsLNG.aspx>].
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), *Australian Gas and LNG Tracker*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://ieefa.org/australian-gas-and-lng-tracker>].
- Australia Pacific LNG, *Liquefied Natural Gas*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://aplng.com.au/liquefied-natural-gas/>].
- Woodside Energy, *Scarborough Energy Project and Pluto Train 2*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.woodside.com/what-we-do/growth-projects/Scarborough-Energy-Project>].
- Asia Natural Gas & Energy Association (ANGEA), *Natural Gas & Energy In Australia*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://angeassociation.com/location/australia/>].

- Atlantic LNG, *Atlantic at a Glance*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://atlanticlng.com/about-us/atlantic-at-a-glance/>].
- Trinidad and Tobago NGL Limited (TTNGL), *T&T's Energy Sector* [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://nngl.co.tt/about/tts-energy-sector/>].
- Ministry of Energy and Energy Industries of Trinidad and Tobago, *Liquefied Natural Gas (LNG)*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.energy.gov.tt/our-business/lng-petrochemicals/liquefied-natural-gas-lng/>].
- The Energy Year, *Atlantic LNG to decommission Train 1 due to gas shortage*. [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://theenergyyear.com/news/atlantic-lng-to-decommission-train-1-due-to-gas-shortage/>].
- bp, *Annual Report and Form 20-F 2024*, s. 261; por. Trinidad Express, *BP confirms plans to „decommission” Train 1* [dostęp: 10.07.2026 r. w: https://trinidadexpress.com/business/local/bp-confirms-plans-to-decommission-train-1/article_c75ca9d6-fee8-11ef-a61b-f398b8e86619.html].
- Atlantic LNG Company of Trinidad and Tobago, *Atlantic at a glance*.
- Ministry of Energy and Energy Industries of Trinidad and Tobago, op. cit.
- S. Kardaś, *Wielkie ambicje: rosyjska ekspansja na rynku LNG*, [dostęp: 25.06.2026 r. w: <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2021-05-17/wielkie-ambicje-rosyjska-ekspansja-na-ryнку-lng>].
- M. Rashad, E. Chow, C. Aizhu, *China lines up second LNG terminal for sanctioned Russian cargoes, sources say*, Reuters [dostęp: 01.07.2026 r. w: <https://www.reuters.com/business/energy/china-lines-up-second-lng-terminal-sanctioned-russian-cargoes-sources-say-2026-06-22/>].
- ICDS, J. Lough, *Has the China-Russia Partnership Peaked?*, [dostęp: 26.06.2026 r. w: <https://icds.ee/en/has-the-china-russia-partnership-peaked/>].
- V. Afanasiev, *Russia declares breakthrough in LNG compressor manufacturing capability*, [dostęp: 24.06.2026 r. w: <https://www.upstreamonline.com/lng/russia-declares-breakthrough-in-lng-compressor-manufacturing-capability/2-1-2006976>].
- Arctic LNG 2 Terminal, [dostęp: 24.06.2026 r. w: https://www.gem.wiki/Arctic_LNG_2_Terminal].
- “Offshore Technology”, *LNG terminal profile: Murmansk LNG Liquefaction Terminal, Russia*, [dostęp: 25.06.2026 r. w: <https://www.offshore-technology.com/data-insights/murmansk-lng-liquefaction-terminal-russia/>].
- Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Pierwszy kontrakt na regularne dostawy amerykańskiego LNG do Polski, 21.11.2017*, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/pierwszy-kontrakt-na-regularne-dostawy-amerykanskiego-lng-do-polski>, [dostęp: 03.04.2026 r.].
- M. Sienkiewicz, *Znaczenie gazu ziemnego w relacjach polsko-amerykańskich*, s. 119-133, w: „Dyplomacja i Bezpieczeństwo” 2017/2018, nr 1 (5).
- ORLEN, *ORLEN rozwija strategiczny projekt Baltic Eagle Gas Hub*, 26.06.2026 r., <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/biezace/2026/czerwiec-2026/orlen-rozwija-strategiczny-projekt-baltic-eagle-gas-hub>, [dostęp: 18.08.2026 r.].
- Radio Gdańsk, *Prezes GAZ-SYSTEMU: „Polska stanie się hubem gazowym dla Europy”*, 17.08.2026 r., <https://radiogdansk.pl/audycje/gosc-radia-gdansk/2026/08/17/prezes-gaz-systemu-polska-stanie-sie-hubem-gazowym-dla-europy/>, [dostęp: 19.08.2026].
- Por. np. BloombergNEF, *Global Gas and LNG Outlook*, <https://about.bnef.com/insights/commodities/global-gas-and-lng-outlook/#overview>
- U.S. Senate Committee on Environment & Public Works, *Whitehouse Slams Trump's Executive Order as Cost-Raising Giveaway to Big Oil, Assault on State Sovereignty*, 09.04.2025 r., <https://www.epw.senate.gov/public/index.cfm/2025/4/whitehouse-slams-trump-s-executive-order-as-cost-raising-giveaway-to-big-oil-assault-on-state-sovereignty>, [dostęp: 04.07.2026].
- A. Widzyk, *Trump znosi regulacje klimatyczne. Krytyka Berlina*, „Detsche Welle”, 13.02.2026 r., <https://www.dw.com/pl/trump-znosi-regulacje-klimatyczne-krytyka-z-berlina/a-75949282>, [dostęp: 04.07.2026].
- PISM, *Porozumienie w sprawie umowy handlowej Unia Europejska – USA*, 30.07.2025 r., <https://www.pism.pl/publikacje/porozumienie-w-sprawie-umowy-handlowej-unia-europejska-usa>, [dostęp: 04.07.2026].
- P. Bera, *Trump daje ultimatum UE ws. cel i szantażuje gazem. Sankcje na Europę? To możliwe*, „money.pl”, 25.03.2026 r., <https://www.money.pl/gospodarka/trump-daje-ultimatum-ue-ws-cel-i-szantazuje-gazem-sankcje-na-europe-to-mozliwe-7267756762843232a.html>, [dostęp: 04.07.2026].
- WNP.PL, *Parlament Europejski za porozumieniem z USA w sprawie cel*, 16.06.2026 r., <https://www.wnp.pl/rynki/parlament-europejski-za-porozumieniem-z-usa-w-sprawie-cel,1072335.html>, [dostęp: 14.08.2026].
- Na podstawie A. Łoskot-Strachota, *Nadmierna zależność? Rosnąca rola LNG i ropy z USA na rynku unijnym*, OSW 4.02.2026, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2026-02-04/nadmierna-zalezosc-rosnaca-rola-lng-i-ropy-z-usa-na-ryнку>

- U.S. Energy Information Administration (EIA), *U.S. natural gas exports to grow nearly 30% by 2027 as LNG facilities ramp up*, 16.04.2026 r., <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67484>, [dostęp: 06.07.2026].
- Serwis Rzeczypospolitej Polskiej, *Stosunki dyplomatyczne między Polską a Katarą zostały nawiązane we wrześniu 1989 r.*, 20.03.2023 r., <https://www.gov.pl/web/katar/relacje-dwustronne>, [dostęp: 20.07.2026].
- ORLEN, PGNiG: Zawarcie Umowy Dodatkowej z Qatar Liquefied Gas Company Limited (3), 14.03.2017, <https://www.orlen.pl/pl/relacje-inwestorskie/raporty-i-publikacje/Archiwum-PGNiG/Raporty-biezace/2017/01/raport-biezacy-nr-20-2017>
- Minister Energii, *Sprawozdanie z wyników ...*, op. cit., Warszawa, 2026 r.
- Britannica, *What is The Persian Gulf and where is it located?*, <https://www.britannica.com/summary/What-is-the-Persian-Gulf-and-where-is-it-located>, [dostęp: 20.08.2026].
- U.S. EMBASSY IN BAGHDAD, <https://iq.usembassy.gov/our-relationship/>, [dostęp: 08.07.2026].
- M. El Dahan, A. Mills, Y. Saba, *Iran attacks wipe out 17% of Qatar's LNG capacity for up to five years, QatarEnergy CEO says*, "Reuters", 19.03.2026 r., <https://www.reuters.com/business/energy/iran-attack-damage-wipes-out-17-qatars-lng-capacity-three-five-years-qatarenergy-2026-03-19/>, [dostęp: 14.08.2026].
- *In Qatar Energy Sector Damage is Severe and the Way Back Will be Long*, NY Times, 14.05.2026, <https://www.nytimes.com/2026/05/14/business/qatar-lng-iran.html>
- Enerdata, *Australia to introduce a 20% domestic gas reservation obligation for LNG exporters*, 2026.
- Orlen, *ORLEN przyspiesza w LNG: więcej dostaw, silniejsza flota i rosnące moce importowe* [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/biezace/2026/luty-2026/orlen-przyspiesza-w-lng-wiecej-dostaw-silniejsza-flota-i-rosnace-moce-importowe>].
- WNP.pl, *Rzadki dostawca gazu zawitał do polskiego terminala LNG*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.wnp.pl/energia/rzadki-dostawca-gazu-zawital-do-polskiego-terminala-lng,1072632.html>].
- Trinidad Guardian, *Govt gets OFAC licence for Dragon gas field*, [dostęp: 10.07.2026 r. w: <https://www.guardian.co.tt/news/govt-gets-ofac-licence-for-dragon-gas-field-6.2.2420494.d88f0666f3>].
- Szerzej por. Raport DISE, *Gaz ziemny zakładnikiem geopolityki. Wykorzystanie gazu ziemnego na cele energetyczne w Unii Europejskiej w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych*, Wrocław 2022 r.
- *Kremlin says EU's LNG plan is self-defeating, Russia will find new markets*, "Reuters", 20.03.2026, <https://www.reuters.com/business/energy/russia-says-it-will-shift-new-markets-its-lng-eu-shooting-itself-foot-2026-03-20/>, [dostęp: 23.07.2026].
- Por. David Callanan, *Russian LNG imports hit record high as Europe's storage dilemma deepens*, Global LNG Hub, 16.07.2026, <https://globallnghub.com/russian-lng-imports-into-europe-hit-record-high-despite-falling-pipeline-flows/>
- "The Guardian", *Belgian PM condemned over call to repair relations with Russia to ease energy costs*, 13.03.2026 r., <https://www.theguardian.com/world/2026/mar/16/belgian-pm-bart-de-wever-call-repair-relations-russia-energy-costs-condemned>
- Część III Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza z 1982 r., w tym prawo przejścia tranzytowego.
- A także ok 25% morskiego handlu ropą i paliwami por. Strait of Hormuz.
- Factsheet IEA, February 2026, <https://www.iea.org/about/oil-security-and-emergency-response/strait-of-hormuz>
- Por. Hormuz traffic still low, Iran seeks concessions, Argus Media, 12.08.2026, <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2864029-hormuz-traffic-still-low-iran-seeks-concessions>
- Por.. np. Bab-el-Mandeb, Wikipedia, <https://en.wikipedia.org/wiki/Bab-el-Mandeb>
- Canal Characteristics, SuezCanal, <https://www.suezcanal.gov.eg/English/About/SuezCanal/Pages/CanalCharacteristics.aspx>
- *Convention Respecting the Free Navigation of the Suez Maritime Canal*, Cambridge University Press, 4.05.2017, <https://www.cambridge.org/core/journals/american-journal-of-international-law/article/abs/convention-respecting-the-free-navigation-of-the-suez-maritime-canal-signed-at-constantinople-october-29-1888/0A1DD4D14F9C601DB8044CBF424EF91E>
- World Oil Transit Chokepoints, EIA, 3.03.2026 https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/World_Oil_Transit_Chokepoints
- Bab el-Mandeb Strait: tension at a global trade route, Coface 14.05.2025, <https://www.coface.ch/news-publications-insights/bab-el-mandeb-strait-tension-at-a-global-trade-route>
- Red Sea attacks increase shipping times and freight rates, EIA 1.02.2024, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61363>

- Panama Canal Operates At Full Capacity As LNG Tankers Reroute Amid US-Iran War, Marine Insight 21.03.2026, <https://www.marineinsight.com/panama-canal-operates-at-full-capacity-as-lng-tankers-reroute-amid-us-iran-war/>
- Treaty concerning the permanent neutrality and operation of the Panama Canal, <https://treaties.un.org/doc/Publication/UNTS/Volume%201161/volume-1161-I-18342-English.pdf>
- Frédérique Loew-Turbout, Jean-Louis Shurmer-Smith, The Dover Strait, English Channel: global maritime 'choke point' under constant pressure, HAL Open Science, 27.06.2025.
- Violet G. Johnston, Michael Kidd, Giana Farry, Mohamed Abdelsalam, Aakash Palathra, Andrew Velasquez, Strategic Relevance Of Maritime Chokepoints For Global Trade, The Defence Horizon Journal, 1.12.2025, <https://tdhj.org/blog/post/nato-maritime-chokepoints/>
- PASSAGE THROUGH THE GREAT BELT, Memorial of the Government of the Republic of Finland, December 1991, <https://icj-web.ileman.un-icc.cloud/sites/default/files/case-related/86/6885.pdf>
- Passing through? Russian Vessels in the Danish Straits, Gorrissen Federspiel, 2.04.2024, <https://gorrissenfederspiel.com/en/passing-through-russian-vessels-in-the-danish-straits/>
- U.S. Navy's Military Sealift Command, *NATO Shipping Working Group enhances maritime cooperation*, 2022, [dostęp: 31.03.2026 r. w: <https://www.msc.usff.navy.mil/Press-Room/News-Stories/Article/3041267/nato-shipping-working-group-enhances-maritime-cooperation/>].
- *Allied Joint Doctrine for Maritime Operations*, NATO standard AJP-3.1, Edition B, Version 1, 2025, NATO Standardization Office (NSO), s. 19.
- R. Miętkiewicz, *Możliwości monitorowania stanu gazociągu podmorskiego relacji złoże B8 – Władysławowo przez siły marynarki wojennej*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk”, rok 2018, nr 107, s. 33–46, DOI: 10.24425/123723, s. 34 (33–45).
- S&P Global, *Europe's surging LNG imports in 2025 reshape gas supply dynamics: traders*, [dostęp: 22.03.2026 r. w: <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/lng/010526-europes-surging-lng-imports-in-2025-reshape-gas-supply-dynamics-traders>]
- M. Kaźmierczak, *Gospodarka Ropą Naftową i Gazem Ziemnym jako Istotny Element Kształtowania Bezpieczeństwa Energetycznego Polski*, „Wiedza Obronna”, 2025, Vol. 292 No. 3, s. 281 (259–283).
- DNV, *The likely effects of the Iran war on the global energy transition*, [dostęp: 26.03.2026 r. w: https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/the-war-in-iran-and-effects-on-the-global-energy-transition/?utm_id=&utm_campaign=GR_GLOB_26Q1_PROM_ETO_2026_Critical_mineral_supply_shocks&utm_medium=email&utm_source=Eloqua].
- Gaz-System, *10 lat od pierwszej komercyjnej dostawy do Terminala LNG w Świnoujściu*, [dostęp: 24.07.2026 r. w: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2026/czerwiec/17-06-2026-10-lat-od-pierwszej-komercyjnej-dostawy-do-terminala-lng-w-swinoujsciu.html>].
- Gaz-System, *Rekordowy rok 2025 w GAZ-SYSTEM*, [dostęp: 04.02.2026 r. w: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2026/styczen/12-01-2026-rekordowy-rok-2025-w-gaz-system.html>].
- R. Miętkiewicz, *Obiekty morskiej infrastruktury energetycznej – próba określenia podatności na ataki platform bezzałogowych*, „Alcumena Pismo Interdyscyplinarne Interdisciplinary Journal”, Nr 3(15)/2023, DOI: 10.34813/psc.3.2023.11, S.205–226.
- P. Kozłowski, *Wyspa skarbów na Bałtyku. 5 mln ton ropy w 3 dekady*, [dostęp: 28.03.2026 r. w: [https://www.gdansk.pl/wiadomosci/Wyspa-skarbow-na-Baltyku-5-mln-ton-ropy-w-3-dekady,a280458, \[\]](https://www.gdansk.pl/wiadomosci/Wyspa-skarbow-na-Baltyku-5-mln-ton-ropy-w-3-dekady,a280458,[])].
- PortalMorski.pl, *Orlen w I połowie roku w pierwszej lidze największych czarterujących zbiornikowce*, 2024, BartJask, [dostęp: 21.03.2026 r. w: <https://www.portalmorski.pl/zegluga/55944-orklen-w-i-polowie-roku-w-i-lidze-najwiekszych-czarterujacych-zbiornikowce>].
- PortalStoczniovy.pl, *Nowe gazowce LNG gotowe dla ORLEN-u*, [dostęp: 21.03.2026 r. w: <https://portalstoczniovy.pl/polskie-gazowce-lng-orklen-flota/>].
- Orlen, *ORLEN rozwija flotę gazowców. Dwie nowe jednostki gotowe*, [dostęp: 21.03.2026 r. w: <https://www.orklen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/biezace/2026/marzec-2026/ORKLEN-rozwija-flote-gazowcow-Dwie-nowe-jednostki-gotowe>].
- *The LNG industry GIIGNL Annual Report*, International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2024, s. 38.
- Trojmiasto.pl, *Mamy terminal LNG, czy możemy zbudować polskie gazowce?* [dostęp: 25.03.2026 r. w: <https://www.trojmiasto.pl/biznes/Mamy-terminal-LNG-czy-mozemy-zbudowac-polskie-gazowce-n166587.html>]
- R. Miętkiewicz, T., Chyła, *Czy Polsce potrzebna jest flota zbiornikowców LNG*, Analiza IPE nr 1/2021, Instytut Polityki Energetycznej im. I. Łukasiewicza. s. 11.
- R. Miętkiewicz, *Systemy autonomiczne w działaniach na morzu*, Wydawnictwo AMW, 2024, s. 277.
- T. Szubrycht, *Bezpieczeństwo Morskie Państwa. Zarys Problemu*, AMW, Gdynia, 2011, s. 157.

- *Strategiczna Koncepcja Bezpieczeństwa Morskiego Rzeczypospolitej Polskiej*, BBN, Warszawa-Gdynia, 2017, s. 16.
- E. Björnehed, *What is the value of naval forces?—ideas as a strategic and tactical restriction*, "Defence Studies", 2021, DOI: 10.1080/14702436.2021.1931133.
- *Prowadzenie operacji przez Marynarkę Wojenną*, DD-3.1(A), 2018, MON, CDiSz SZ, Bydgoszcz. s. 3-1.
- 2024/583. 12.2.2024. Council Decision (CFSP) 2024/583 of 8 February 2024 on a European Union maritime security operation to safeguard freedom of navigation in relation to the Red Sea crisis (EUNAVFOR ASPIDES).
- U.S. Department of War, *Austin Lauds Key Partnerships in Middle East*, [dostęp: 18.02.2026 r. w: <https://www.war.gov/News/News-Stories/Article/Article/3622360/austin-lauds-key-partnerships-in-middle-east/>].
- T. Szubrycht, *Modernizacja i rozbudowa Marynarki Wojennej. Wybrane problemy*, AMW, Gdynia, 2020, s. 51.
- A. Makowski, *Modernizacja polskiej Marynarki Wojennej (głos w dyskusji)*, [w:] 45 lat Wydziału Dowodzenia i Operacji Morskich od nauk wojskowych do nauk o bezpieczeństwie, red. B. Pączek, Gdynia, 2024, s. 26.
- R. Miętkiewicz, *Blokada Cieśniny Ormuz – potencjał i narzędzia Iranu*, 2026, [dostęp: 17.03.2026 w: <https://theopportunity.pl/publikacje/12624-2/>].
- M. Ruszel, Podsumowanie nie tylko morze pomoże, Bałtyk jako obszar szczególnej ochrony [w:] *Czy morze pomoże? Bałtyk a bezpieczeństwo energetyczne Polski*, 2024, red. Z. Nowak, s. 57-61.
- P. Mickiewicz, *Bezpieczeństwo energetyczne czy bezpieczeństwo morskie? Dylemat oceny potencjalnych zagrożeń bezpieczeństwa Polski na akwenie Morza Bałtyckiego w trzeciej dekadzie XXI wieku*, „Nautologia”, 2024, Rok LIX, 161, s. 75.
- W. Jakóbiak, *Polityka Energetyczna Grupy Wyszehradzkiej i Trójmorza jako Uzupełnienie Polityki Unijnej*, Polski Ośrodek Naukowy Uniwersytetu Jagiellońskiego, 2021.
- T. Pawłuszko, A., Borówka, M., Gębska, J., Wilczek, *Trójmorze Budowanie Regionu*, Raport Instytutu Nowej Europy, 2023.
- Ł. Ogrodnik, T. Pastucha, *Derusyfikacja energetyczna wyszehradzkich partnerów Polski*, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, „Biuletyn PISM”, NR 130 (3133), [03.12.2025].
- P. Zaleski, *Perspektywy polityki energetycznej 47 Prezydenta USA – Donalda Trumpa*, Fundacja im. K. Pułaskiego, 2025, [dostęp: 20.03.2026 r. w: <https://pulaski.pl/perspektywy-polityki-energetycznej-47-prezydenta-usa-donald-trump/6>].
- Ośrodek Bezpieczeństwa Energetycznego, *Trump 2.0. Czy czeka nas kontrrewolucja energetyczna?* [dostęp: 19.03.2026 r. w: <https://zeop.pl/trump-2-0-czy-czeka-nas-kontrrewolucja-energetyczna/>].
- M. Paszkowski, *Wybory prezydenckie w USA a bezpieczeństwo energetyczne państw Europy Środkowej*, Instytut Europy Środkowej, Komentarz IEŚ, Nr 1247 (222/2024), [03.12.2024].
- M. Menkiszak, *Czasem lepiej nie rozmawiać. Pułapki potencjalnego dialogu Europy z Rosją*, Komentarze OSW, Numer 710, [23.02.2026].
- A. Łoskot-Strachota, *Rynek gazu w UE w 2025 roku: rosyjski surowiec, nowa polityka USA i strategiczne niepewności*, Komentarze OSW, NUMER 650, [14.03.2025].
- R. Miętkiewicz, *Wykorzystanie Bezzałogowych Jednostek Nawodnych w Zabezpieczeniu Morskich Obiektów Infrastruktury Krytycznej*, Akademia Marynarki Wojennej, Gdynia, 2018, s. 35.
- R. Miętkiewicz, *Hybrid threats in the Baltic Sea. The results of analysis of countermeasure options*, "Terrorism – Studies, Analyses, Prevention", 2025, special edition: 35–70. [dostęp: 26.08.2026 r. w: <https://doi.org/10.4467/27204383TER.25.014.21517>].
- NATO, *Alliance Maritime Strategy*, [dostęp: 08.02.2026 r. w: <https://www.nato.int/en/about-us/official-texts-and-resources/official-texts/2025/10/29/alliance-maritime-strategy>].
- *Allied Joint Doctrine for Maritime Operations*, NATO standard AJP-3.1, Edition B, Version 1, 2025, NATO Standardization Office (NSO).
- Konwencja Narodów Zjednoczonych o Prawie Morza sporządzona w Montego Bay dnia 10 grudnia 1982 r.
- A. K. Blackley, *Towards a New Navalism for the Twenty-first Century*, "Proceedings", 2021, Vol. 147/12/1426.

**Dr Marcin Sienkiewicz****Pracownik naukowy Instytutu Studiów Międzynarodowych
i Bezpieczeństwa 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 Energy, wiceprezes Qair Polska SA,
ekspert ds. strategii transformacji energetycznej**

Posiada wieloletnie doświadczenie w budowaniu i wdrażaniu strategii biznesowych, zarządzaniu dużymi przedsiębiorstwami oraz projektami inwestycyjnymi w branży energetycznej i ciepłowniczej, 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 w 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 Energy oraz Wiceprezesem Zarządu QAIR Polska SA. W przeszłości zajmował najwyższe stanowiska kierownicze w spółkach energetycznych. W latach 2018–2020 był Prezesem Zarządu PILE ELBUD S.A., 2015 – 2016 Prezesem Zarządu TAURON Polska Energia 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.

**Kmdr dr hab. Rafał Andrzej Miętkiewicz****Profesor Uczelni na Akademii Marynarki Wojennej im. Bohaterów Westerplatte w Gdyni**

Kierownik Katedry Uzbrojenia Okrętowego na Wydziale Nawigacji i Uzbrojenia Okrętowego. Doktor habilitowany nauk społecznych (nauki o bezpieczeństwie), ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza w Rzeszowie, członek Polskiego Towarzystwa Bezpieczeństwa Narodowego i Polskiego Towarzystwa Nautologicznego. Absolwent AMW (2002) oraz Akademii Morskiej w Gdyni (studia podyplomowe z zakresu Zarządzania Kryzysowego). Oficer liniowy z kilkunastoletnim doświadczeniem na pokładach okrętów morskiej walki minowej, były dowódca ORP „Śniardwy” (645). Wykładowca akademicki na studiach wojskowych, kursach oraz studiach podyplomowych (Politechnika Gdańska, Uniwersytet Gdański) i MBA (Collegium Civitas w Warszawie). Autor i współautor kilku monografii, podręczników akademickich i kilkudziesięciu artykułów, setki komentarzy, ogólnodostępnych raportów i analiz branżowych. Aktywny uczestnik europejskich i narodowych programów badawczych (DAIMON, EU Interreg South Baltic, SABUVIS, SWAT-SHOAL). Jego zainteresowania naukowe obejmują związki bezpieczeństwa morskiego państwa oraz bezpieczeństwa energetycznego (dostawy i wytwarzanie energii). Szczególne miejsce zajmują tu kwestie ochrony infrastruktury krytycznej na morzu. Istotną rolę w badaniach pełnią także nowoczesne technologie autonomiczne i ich wykorzystanie w działalności ludzkiej na morzu.



Agata Łoskot-Strachota
Koordynatorka projektu „Energia w Europie”
Ośrodek Studiów Wschodnich

We wcześniejszych latach koordynowała w OSW prace badawcze dotyczące europejskiego rynku gazu, była starszym analitykiem ds. polityki energetycznej Unii Europejskiej i zajmowała się kwestiami naftowo-gazowymi w regionie kaspijskim. Uczestniczka licznych unijnych i regionalnych projektów badawczych (w tym POLINARES, Strategic Foresight Conversation on the Future of the EU and Ukraine 2035, konsorcjum think tanków Grupy Wyszehradzkiej V4ETTP). Regularnie współpracuje z innymi polskimi unijnymi i regionalnymi think tankami i instytucjami badawczymi (m.in. z Bruegel, w ramach platformy Think Visegrad, z PISM czy DISE). Absolwentka Wydziału Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego, studiowała też na Université de Paix w Namur. Członkini Ekspertckiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu, Rady Ekspertckiej Indeksu Bezpieczeństwa Energetycznego (Jagielloński Research). Zewnętrzny współpracownik niemiecko-polsko-ukraińskiego projektu Green Deal Ukraina. W 2023/2024 była visiting fellow w think-tanku Bruegel (Bruksela). Tematy badawcze: polityka energetyczna i energetyczno-klimatyczna UE; bezpieczeństwo energetyczne i energia dla bezpieczeństwa w Europie; interesy energetyczne państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym V4, energetyczny wymiar relacji międzynarodowych, w tym relacji z unijnymi krajami sąsiedztwa; współpraca energetyczna UE-Ukraina, w tym w ramach procesów odbudowy i akcesji.



Dr inż. Agata Romanowska
Urbanistka, project manager, DISE Energy

Zawodowo związana z sektorem energetycznym i zagadnieniami transformacji energetycznej, w szczególności z dekarbonizacją gospodarki i suwerennością energetyczną. Absolwentka Politechniki Wrocławskiej, gdzie prowadziła badania nad zrównoważonym rozwojem miast oraz miejską skalą zanieczyszczenia światłem. Popularyzatorka wiedzy na temat zrównoważonego oświetlenia zewnętrznego obszarów zurbanizowanych i poprawie efektywności energetycznej w planowaniu strategicznym i przestrzennym. Należy do organizacji: „Planning, Law and Property Rights Academic Association” oraz „International Dark-Sky Association”.



Kamil Moskwik
Analityk rynków energii

Jest absolwentem Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie oraz Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie. Uczestniczył w specjalistycznych kursach organizowanych m.in. przez Columbia University, Stanford University czy Université de Genève. Uczestniczył w projektach strategicznych i badaniach realizowanych na rzecz administracji publicznej, sektora państwowego oraz biznesu. Współpracował z międzynarodowymi podmiotami zajmującymi się doradztwem strategicznym w szczególności w sektorze energetyki. Brał udział w projektach M&A w sektorze energetycznym odpowiadając za kwestie analizy rynku i przygotowania prognoz. Obecnie prowadzi działalność analityczną i doradczą.



Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (DISE Energy) 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.

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

Wymiary bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny: polska transformacja energetyczna, dostawy i geopolityka



Wrocław, Październik 2026
ISBN: 978-83-959718-8-4

