



MINISTER ENERGII

MIŁOSZ MOTYKA

**SPRAWOZDANIE
Z WYNIKÓW
MONITOROWANIA
BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW
PALIW GAZOWYCH**

**ZA OKRES OD 1 STYCZNIA 2025 R.
DO 31 GRUDNIA 2025 R.**

W A R S Z A W A 2 0 2 6

Szanowni Państwo,

Rok 2025 potwierdził, że krajowy system gazowy jest właściwie przygotowany do zaspokojenia rosnących potrzeb krajowego rynku paliw gazowych. Rozbudowywana w dalszym ciągu infrastruktura gazowa oraz dywersyfikacja dostaw paliw gazowych są elementami wzmacniającymi bezpieczeństwo gazowe państwa. Dzięki tym elementom krajowe przedsiębiorstwa energetyczne mogą zaspokajać potrzeby gospodarstw domowych, przemysłu oraz energetyki, a skuteczne wykorzystanie tych instrumentów umożliwia im zwiększanie obecności na ościennych rynkach. Dzięki zapewnieniu odpowiednich warunków tworzony jest dojrzały i odporny rynek paliw gazowych.

Skuteczność podejmowanych działań została potwierdzona w ramach badań statystycznych prowadzonych przez Ministra Energii. W 2025 roku odnotowane zostało rekordowe zużycie paliw gazowych, poziom przesyłu, a także historycznie wysoki import LNG – zarówno pod względem wolumenu, jak i liczby dostaw. Na szczególną uwagę zasługuje także najwyższa w historii skala obrotu paliwami gazowymi na TGE oraz rekordowy poziom eksportu. Każdy z wspomnianych wyników stanowi potwierdzenie rosnącej dojrzałości krajowego rynku paliw gazowych.

Wyniki te stanowią jednoznaczne potwierdzenie słuszności obranego kierunku. To dzięki zapewnieniu stabilnych cen paliw gazowych oraz terminalowi LNG w Świnoujściu, który 2025 rok rozpoczął z zwiększonymi zdolnościami regazyfikacyjnymi oraz rozszerzonym zakresem usług, możliwe było uzyskanie przytoczonych wyników. Ponadto, konsekwentne wzmacnianie bezpieczeństwa gazowego kontynuując strategiczne inwestycje infrastrukturalne. Do grona najważniejszych należą budowa drugiego terminalu LNG, który zlokalizowany będzie w Zatoce Gdańskiej. Potwierdzenie potrzeby i zasadności tych działań zostało wyrażone w zakończonej w tym roku procedurze Open Season dla drugiego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej, tzw. FSRU 2.

Dzięki podjętym decyzjom krajowy rynek paliw gazowych będzie jeszcze bardziej odporny na dynamicznie zmieniające się i niestabilne uwarunkowania geopolityczne. Nie bez znaczenia w tym kontekście pozostaje fakt, że na przestrzeni lat dostawy rosyjskich paliw gazowych – które nie są już obecne w krajowym systemie gazowym – zostały zastąpione dostawami od stabilnych partnerów, głównie z Stanów Zjednoczonych.

Bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych pozostaje jednym z priorytetów polityki energetycznej państwa. Jego wysoki poziom jest zapewniany zarówno dzięki rozwiniętej i stale modernizowanej infrastrukturze gazowej, jak również poprzez skuteczną dywersyfikację kierunków oraz źródeł dostaw paliw gazowych do krajowego systemu gazowego.

Bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych wymaga jednocześnie stałej, odpowiedzialnej i bliskiej współpracy administracji publicznej, operatorów systemów gazowych, przedsiębiorstw energetycznych oraz wszystkich pozostałych uczestników rynku. Dlatego pragnę wyrazić podziękowania wszystkim podmiotom krajowego rynku gazowego za dotychczasowe zaangażowanie, profesjonalizm oraz wspólne działania na rzecz wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Pomimo osiągniętych wyników, przed sektorem gazowym stoją kolejne wyzwania, związane przede wszystkim z koniecznością jego dalszego dostosowania do procesów transformacji energetycznej. Szczególnego znaczenia nabiera w tym kontekście stopniowe zwiększanie roli gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, które w perspektywie kolejnych lat

będą stanowić ważny element budowy nowoczesnego, zdekarbonizowanego i odpornego systemu energetycznego.

Realizacja tego strategicznego wyzwania wymaga skoordynowanych działań, odpowiedzialnego podejścia oraz ścisłej współpracy administracji państwowej z operatorami systemów gazowych, w szczególności z operatorem systemu przesyłowego oraz operatorami systemów dystrybucyjnych. Jestem przekonany, że dzięki wspólnemu zaangażowaniu możliwe będzie skuteczne dostosowanie sektora gazowego do wymogów transformacji energetycznej, przy zachowaniu nadrzędnego celu – bezpieczeństwa dostaw i stabilności funkcjonowania krajowego rynku paliw gazowych.

Jestem przekonany, że Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za 2025 rok będzie cennym źródłem wiedzy o najważniejszych procesach zachodzących na krajowym rynku paliw gazowych oraz kierunkach jego dalszego rozwoju.

Miłosz Motyka
Minister Energii

Spis treści

1. Wnioski	7
2. Wstęp	8
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami.....	9
3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych.....	10
3.2. Import i nabycie wewnątrzwspólnotowe	11
4. Rynek paliw gazowych. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe	16
4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych.....	17
4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC.....	17
4.3. Rynek detaliczny	17
4.4. Prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłania paliw gazowych	19
5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego	21
5.1. System przesyłowy gazowy.....	22
5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej.....	22
5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy	22
5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego	25
5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa.....	26
5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE	27
5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju	30
5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych	33
5.2. System dystrybucyjny gazowy	34
5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury	34
5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE	34
5.3. System magazynowania paliw gazowych	36
5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej	37
5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe.....	37
5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego	38
5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury	38
5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu	38
5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG	39
5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG.....	39
5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE ..	40
5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu	40
5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej.....	40

5.4.2.3. Prace legislacyjne	41
6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	43
6.1. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania	44
6.2. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego	44
6.3. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego	45
6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938.....	47
6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw	48
7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski	50

Wykaz skrótów używanych w tekście:

CEF Energy	- Connecting Europe Facility
FENIKS	- Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027
KE	- Komisja Europejska
KGZ	- Kopalnia Gazu Ziemnego
KPEiK	- Krajowy Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.
KPMG	- kawernowy podziemny magazyn gazu ziemnego
KRNiGZ	- Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego
KSP	- krajowy system przesyłowy
LNG	- <i>Liquefied Natural Gas</i> –skroplony gaz ziemny
OGP GAZ-SYSTEM S.A.	- Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSM	- operator systemu magazynowania
OSP	- operator systemu przesyłowego
PEP 2040	- Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PMG	- podziemny magazyn gazu ziemnego
POLIŚ	- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020
Prezes URE	- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSG sp. z o.o.	- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
RARS	- Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych
rozporządzenie dywersyfikacyjne	- rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie <i>minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy</i> (Dz. U. z 2017 r. poz. 902)
rozporządzenie 2017/1938	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące <i>środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie UE nr 994/2010</i> (Dz. Urz. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.)
RP	- Rzeczpospolita Polska
SGT	- system gazociągów tranzytowych
SGT EUROPOL GAZ S.A.	- System Gazociągów Tranzytowych EUROPOL GAZ S.A.
TGE S.A.	- Towarowa Giełda Energii S.A.
UE	- Unia Europejska
ustawa – Prawo energetyczne	- ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – <i>Prawo energetyczne</i> (Dz.U. z 2026 r. poz. 43 z późn. zm.)
ustawa terminalowa	- ustawa z dnia 24 kwietnia 2009 r. o <i>inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu</i> (Dz. U. z 2025 r. poz. 1222)

ustawa o zapasach

- ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o *zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym* (Dz. U. z 2026 r. poz. 599)

1. Wnioski

- Rok 2025 potwierdził wysoką odporność krajowego systemu gazowego oraz skuteczność działań podejmowanych w ostatnich latach na rzecz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa.
- Osiągnięte w 2025 r. wyniki – rekordowe zużycie paliw gazowych, rekordowy przesył, rekordowy import LNG, historycznie wysoki wolumen transakcji gazowych na TGE oraz rekordowy eksport paliwa gazowego – świadczą o dojrzałości, elastyczności i rosnącym znaczeniu polskiego rynku gazowego.
- Polska dysponuje infrastrukturą oraz mechanizmami rynkowymi pozwalającymi skutecznie reagować na zmieniające się uwarunkowania zewnętrzne, przy jednoczesnym wzmacnianiu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.
- Rozbudowana infrastruktura gazowa tworzy dziś fundament niezależności dostaw paliw gazowych do Polski oraz wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej.
- Istniejąca infrastruktura gazowa zapewnia warunki do stabilnego funkcjonowania rynku paliw gazowych również w sytuacji rosnącego zapotrzebowania. Potwierdza to zasadność dotychczasowych inwestycji infrastrukturalnych oraz potrzebę ich dalszej kontynuacji.
- Realizowane i planowane inwestycje infrastrukturalne wzmacniają nie tylko odporność krajowego systemu gazowego, lecz także pozycję Polski na europejskim rynku energii.
- Przed sektorem gazowym stoją kolejne wyzwania wynikające z transformacji energetycznej. Szczególne znaczenie będzie miało dostosowanie infrastruktury, regulacji oraz mechanizmów rynkowych do stopniowego zwiększania roli gazów odnawialnych i niskoemisyjnych. Proces ten powinien odbywać się w sposób uporządkowany, zapewniający zachowanie bezpieczeństwa dostaw, stabilności pracy systemu oraz konkurencyjności gospodarki oraz być zgodny z celami KPEiK.
- Aby zapewnić pełną niezależność operatora systemu magazynowania, w tym swobodę w zakresie rozbudowy instalacji magazynowych, konieczne jest przeanalizowanie i wdrożenie zmian w zakresie majątku powierzonego operatorowi.

2. Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia przez Ministra Energii *Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych* stanowi art. 15b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 15b ust. 2 i 6 ustawy – Prawo energetyczne sprawozdanie w szczególności powinno zawierać opis:

- 1) źródeł i kierunków zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 2) stanu infrastruktury technicznej sektora gazowego;
- 3) działań podejmowanych dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowania w przypadku niedoborów ich dostaw;
- 4) przewidywanego zapotrzebowania na paliwa gazowe;
- 5) planowanych lub będących w budowie zdolności przesyłowych paliw gazowych;
- 6) wniosków wynikających z monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

Zgodnie z art. 11a ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2025 r. poz. 1275 z późn. zm.) w 2025 r. zadania w zakresie surowców energetycznych i paliw, w tym bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych i paliw, wykonywał minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi do dnia 23 lipca 2025 r. wykonywał Minister Przemysłu, zgodnie z § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Przemysłu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2727 z późn. zm.). Od dnia 24 lipca 2025 r., zgodnie z § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. z 2025 r. poz. 1206), zadania ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi wykonuje Minister Energii.

W 2025 r. jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 do dnia 23 lipca 2025 r. działał Minister Przemysłu. Od dnia 24 lipca 2025 r. zadania organu właściwego wykonuje Minister Energii.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, bezpieczeństwo energetyczne jest rozumiane jako „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska*”. Natomiast zgodnie z ustawą o zapasach, bezpieczeństwo gazowe państwa zostało zdefiniowane jako „*stan umożliwiający bieżące i perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki*”.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w paliwa gazowe oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

- W 2025 r. dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców były konsekwentnie realizowane z kierunków nierosyjskich. Posiadane przez Polskę połączenia międzysystemowe oraz zawarte kontrakty umożliwiły całkowitą niezależność od rosyjskich dostaw.
- Istniejące połączenia międzysystemowe zapewniły szeroki wachlarz możliwości budowy portfela dostaw znacząco wzmacniając bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców. Umożliwiły przy tym zapewnienie konkurencyjności cenowej oraz dostosowanie portfela dostaw do dynamicznie zmieniających się warunków geopolitycznych i potrzeb rynku.
- Analogicznie jak w roku ubiegłym, w 2025 r. głównymi źródłami dostaw paliw gazowych do kraju był gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu, pokrywając prawie 82% krajowego zapotrzebowania na paliwa gazowe.
- Pozostała część zapotrzebowania uzupełniana była krajowym wydobyciem – które w dalszym ciągu stanowi istotny element zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych, oraz za pomocą pozostałych połączeń międzysystemowych z państwami ościennymi: Litwą, Niemcami, Ukrainą, Czechami i Słowacją.
- Krajowa infrastruktura gazowa wykorzystywana jest również do wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego regionu Europy Środkowo-Wschodniej – potwierdzeniem jest zrealizowany w 2025 r. rekordowy eksport paliw gazowych.

3.1. Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego oraz poziom zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych

Złoże gazu ziemnego na terenie kraju występują na Nizinie Polskiej, Przedgórzu Karpat, Karpatach oraz w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego jest Nizina Polska, gdzie udokumentowanych jest 72,1% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego. Na Przedgórzu Karpat udokumentowane złoża gazu ziemnego stanowią 23,4%. Na terenie wyłącznej strefy ekonomicznej Morza Bałtyckiego oraz w Karpatach występują niewielkie złoża gazu ziemnego, stanowiące odpowiednio 3,4% i 1,1% krajowych zasobów wydobywalnych.

Według opracowania przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy w 2026 r. pn. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2025 r.* stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 1 623,2 TWh (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zmniejszył się o 51,4 TWh. Zmniejszenie się ilości zasobów wydobywalnych wynika głównie ze stopnia ich wyeksploatowania oraz lepszego rozpoznania złóż już udokumentowanych.

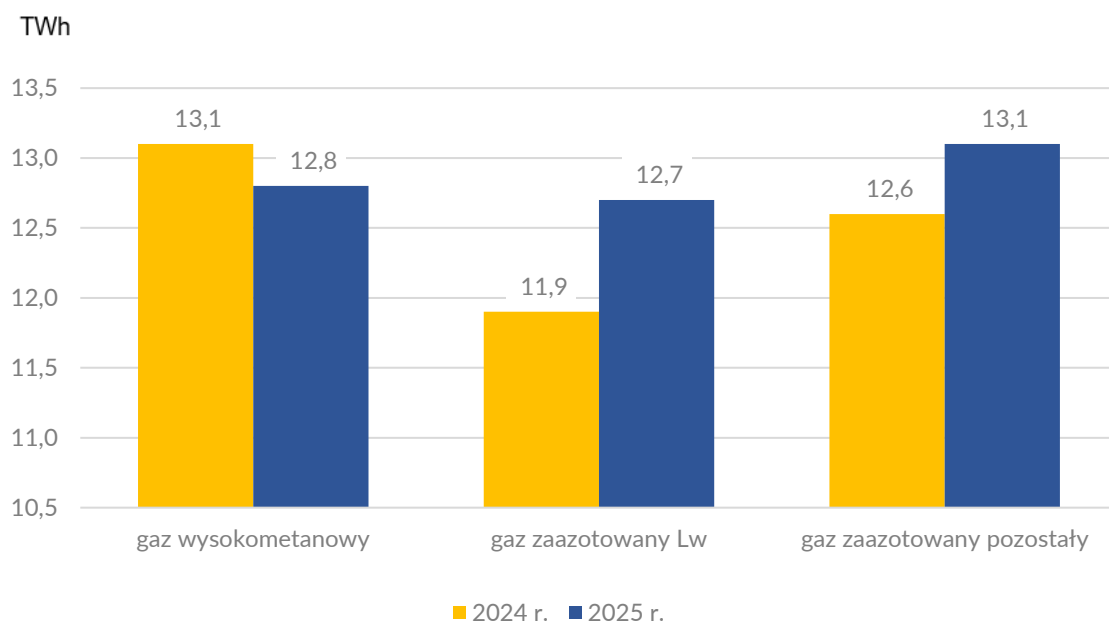
Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 1 377,3 TWh, co stanowi 84,8% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2025 r. wyniosły 784,6 TWh.

W 2025 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 40,7 TWh, co stanowiło ok. 17,7% krajowego zużycia gazu ziemnego, w tym:

- gazu ziemnego wysokometanowego – 12,8 TWh,
- gazu ziemnego zaazotowanego – 25,8 TWh,
- gazu innego¹ – 2,1 TWh

W stosunku do poprzedniego roku całkowite wydobycie wzrosło o 2,0%,

Rysunek 1. Krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2024 i 2025 r.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Energii.*

¹ Gaz z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego.

Na koniec 2025 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 12 podmiotów (łącznie 52 koncesje, w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 41 koncesji). Natomiast koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż posiadało 5 podmiotów, z łączną liczbą koncesji wynoszącą 181 (w tym podmioty z udziałem Skarbu Państwa posiadały 177 koncesji).

Dominującym podmiotem w zakresie eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w 2025 r. był ORLEN S.A., który kontynuował prace w zakresie utrzymania zdolności wydobywczych węglowodorów ze źródeł krajowych.

W szczególności ORLEN S.A. prowadził prace:

- w województwie wielkopolskim i lubuskim – rozbudowa KRNiGZ Lubiatów w celu zwiększenia możliwości produkcyjnych ze złoża Międzychód;
- w województwie podkarpackim – zagospodarowanie odwiertów: Grochowice 1K w KGZ Przemysł Wschód, Blizna 5 i 11 oraz Ocieka 2 w KGZ Czarna Sędziszowska, Siedlecza 14 w KGZ Krasne oraz rozbudowa i przebudowa infrastruktury technicznej OGZ Przeworsk w KGZ Jarosław;
- w województwie podkarpackim i lubelskim – zagospodarowanie odwiertów Brzyska Wola 2 i Dąbrowica Duża 3,6 w KGZ Żołynia;
- w województwie wielkopolskim – zagospodarowanie odwiertów: Miłostaw 7H, Grodzewo 1, Borowo 5, Granówko 1, Szczepowice 1;
- w województwie małopolskim – zagospodarowanie złoża Różańsko i budowa źródła kogeneracyjnego na potrzeby KRNiGZ Dębno;
- w województwie zachodniopomorskim – modernizacja KRNiGZ Zielin.

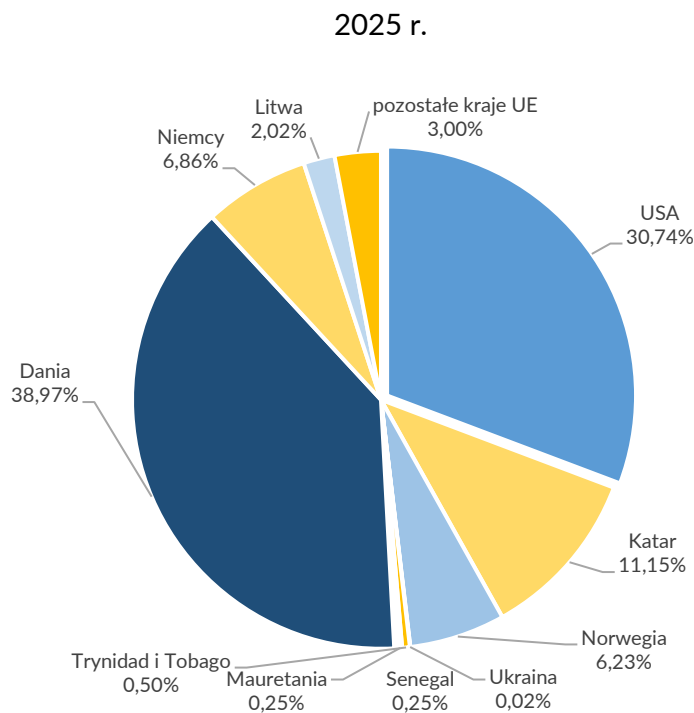
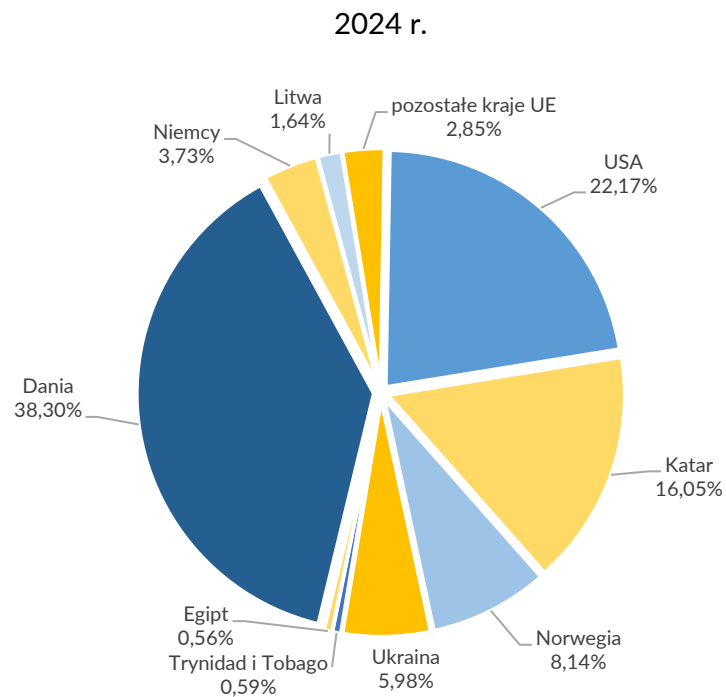
3.2. Import i nabycie wewnątrzwspólnotowe

W 2025 r. całkowity przywóz paliw gazowych do Polski wyniósł 213,5 TWh. W porównaniu do 2024 r. wzrósł o ok. 40 TWh, tj. o 23%, w tym:

- import z Norwegii poprzez gazociąg Baltic Pipe wyniósł – 13,3 TWh (6,2% całkowitego przywozu);
- import z Ukrainy – 0,053 TWh (0,02% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego spadł o 99% (w tym pobór paliw gazowych z magazynów na Ukrainie wyniósł 0,05 TWh);
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z Niemiec – 14,6 TWh (6,9% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 126%;
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z Danii poprzez gazociąg Baltic Pipe – 83,2 TWh (39,0% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 25%;
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z Litwy – 4,3 TWh (2% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 52%;
- nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych państw UE – 6,4 TWh (3,0% całkowitego przywozu) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 30%;
- import LNG do terminalu w Świnoujściu – łącznie 91,6 TWh (42,9% całkowitego przywozu) i w stosunku do roku poprzedniego wzrósł o 30%, w tym:
 - import z Kataru – 23,8 TWh (11,2% całkowitego przywozu) - spadek w stosunku do roku poprzedniego o 15%;
 - import z USA – 65,6 TWh (30,7% całkowitego przywozu) - wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 71%;
 - import z Trynidadu i Tobago – 1,1 TWh (0,5% całkowitego przywozu);
 - import z Mauretanii – 0,54 TWh (0,2% całkowitego przywozu);

- import z Senegalu – 0,54 TWh (0,2% całkowitego przywozu).

Rysunek 2. Struktura przywozu paliw gazowych z zagranicy w 2024 i 2025 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Eksport paliw gazowych z Polski w 2025 r. wyniósł 21,5 TWh i w porównaniu do 2024 r. wzrósł o 1 932%. Wywóz paliw gazowych realizowany był przede wszystkim na Ukrainę w ilości 21,0 TWh.

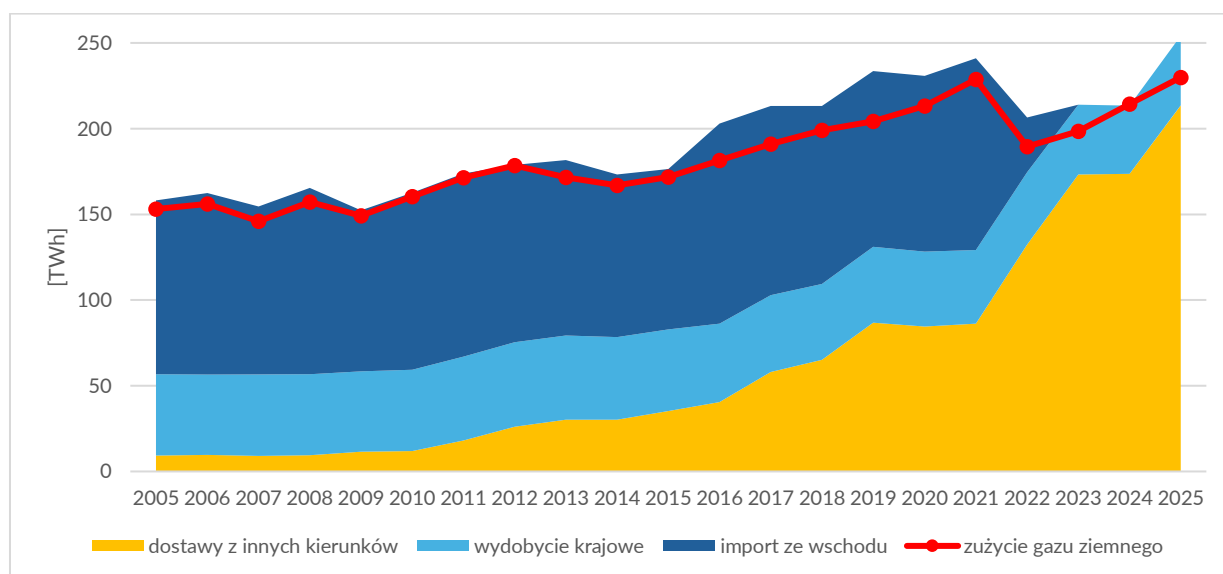
Tabela 1. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w 2025 r. w porównaniu do 2024 r.

	2024 r.			2025 r.			Różnica 2025-2024	
	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w całkowitym nabyciu [%]	Ilość [GWh]	Zmiana [%]
1. Wydobycie krajowe ¹⁾	39 849	18,67%	-	40 660	16,00%	-	811	2,0%
2. Suma importu i dostaw z innych kierunków	173 546	81,33%	-	213 510	84,00%	-	39 964	23,0%
2.1. Import	92 821	43,50%	53,48%	104 939	41,28%	49,15%	12 118	13,0%
2.1.1. Import z kierunku wschodniego	0,00	0,0%	0,0%	0,00	0,0%	0,0%	-	-
2.1.2. Import z Kataru	27 858	13,05%	16,05%	23 803	9,36%	11,15%	-4 055	-14,56%
2.1.3. Import z USA	38 468	18,03%	22,17%	65 636	25,82%	30,74%	27 168	70,62%
2.1.4. Import z Norwegii	14 134	6,62%	8,14%	13 297	5,23%	6,23%	-837	-5,9%
2.1.5. Import z Trynidadu i Tobago	1 017	0,48%	0,59%	1 070	0,42%	0,50%	53	5,2%
2.1.6. Import z Egiptu	974	0,46%	0,56%	-	-	-	-	-
2.1.7. Import z Mauretanii	-	-	-	540	0,21%	0,25%	-	-
2.1.8. Import z Senegalu	-	-	-	540	0,21%	0,25%	-	-
2.1.9. Import z Ukrainy	10 370	4,86%	5,98%	53	0,02%	0,02%	-10 317	-99,5%
2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe	80 725	37,83%	46,52%	108 571	42,72%	50,85%	27 846	34,0%
2.2.1. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z RFN	6 472	3,03%	3,73%	14 638	5,76%	6,86%	8 166	126,2%
2.2.2. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Danii	66 471	31,15%	38,30%	83 208	32,74%	38,97%	16 737	25,2%
2.2.3. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z Litwy	2 843	1,33%	1,64%	4 323	1,70%	2,02%	1 480	52,0%
2.2.4. Nabycie wewnątrzwspólnotowe z innych krajów UE ²⁾	4 939	2,31%	2,85%	6 402	2,52%	3,00%	1 463	29,6%
A. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA TERYTORIUM RP ³⁾ (1+2)	213 395	100,00%	-	254 170	100,00%	-	40 775	19,0%
3. Eksport ⁴⁾	-1 056	0,5%	-	-21 466	-8,45%	-	-20 410	1932,0%
B. BILANS DOSTAW PALIW GAZOWYCH NA POTRZEBY KRAJOWE (A-3)	212 339	99,5%	-	232 704	91,55%	-	20 365	9,6%
4. Zmiana stanu (saldo) zapasów ⁵⁾	-6 062	-	-	-2 337	-	-	3 725	-61,0%
5. Straty i zużycie własne	-4 072	-	-	-5 096	-	-	-1 024	25,0%
C. BILANS ZUŻYCIA PALIW GAZOWYCH (B-4+5)	214 329	-	-	229 945	-	-	15 616	7,3%

- 1) Wielkość wydobycia krajowego zawiera gaz z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego.
- 2) W nabyciu wewnątrzwspólnotowym są również zakupy LNG w cysternach.
- 3) W bilansie dostaw na terytorium RP nie uwzględniono tranzytu (gazociąg Jamał-Europa).
- 4) Wielkości ze znakiem ujemnym oznaczają sprzedaż paliw gazowych poza granice kraju.
- 5) Różnica pomiędzy wolumenem zatłoczonych i pobranych paliw gazowych w ciągu roku - wielkość dodatnia oznacza, że do magazynów zatłoczono większy wolumen paliw gazowych niż z nich odebrano (wielkość ta nie jest wliczana do bilansu zużycia paliw gazowych - poz. C), wielkość ujemna oznacza, że z magazynów pobrano więcej paliw gazowych niż do nich zatłoczono (wielkość ta jest wliczana do bilansu zużycia paliw gazowych - poz. C)

Źródło: *Badania statystyczne Ministra Energii.*

Rysunek 3. Struktura zaopatrzenia kraju w paliwa gazowe w latach 2005-2025



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Energii.*

Zgodnie z rozporządzeniem dywersyfikacyjnym minimalny udział gazu ziemnego importowanego przez każde przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła w latach 2017-2022 nie mógł być wyższy niż 70%. Natomiast po 2022 r. udział gazu ziemnego z jednego kierunku w dostawach przedsiębiorstw energetycznych nie może wynosić więcej niż 33%. Obowiązkiem dywersyfikacji objęte są wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Powyższe, zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, uwzględniane jest przez Prezesa URE w trakcie procedowania wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Dodatkowo, realizacja obowiązku dywersyfikacyjnego jest na bieżąco monitorowana przez Prezesa URE w trakcie obowiązywania koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacyjnego podlega karze pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej.

Polska jest całkowicie niezależna od dostaw paliw gazowych z Rosji. W 2025 r. głównym źródłem dostaw paliw gazowych do kraju, analogicznie jak w roku poprzednim, był gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu.

W 2025 r. import LNG stanowił 42,9% całkowitego przywozu. Łącznie zrealizowano 82 dostaw do terminalu LNG w Świnoujściu, w tym 62 z USA, 17 z Kataru a także po jednej z Mauretanii, Senegalu oraz Trynidadu i Tobago. Dla porównania w 2024 r. miało miejsce 61 dostaw, w 2023 r. – 62 dostawy, w 2022 r. – 58 dostaw, w 2021 r. – 37 dostaw, w 2020 r. – 35 dostaw, w 2019 r. – 31 dostaw, w 2018 r. – 23 dostawy, a w 2017 r. – 12 dostawy.

Głównym importerm paliw gazowych do kraju pozostaje ORLEN S.A. Spółka wypełniając obowiązek dywersyfikacyjny w 2025 r., realizowała dostawy paliw gazowych do kraju na podstawie zawartych umów długoterminowych z:

- Qatar Liquefied Gas Company (obecnie QatarEnergy) – z dnia 29 czerwca 2009 r. oraz z dnia 14 marca 2017 r. obowiązującej do 2034 r. na dostawy 2 mln ton LNG rocznie, tj. ok. 2,70 mld m³/rok;
- Cheniere Marketing International LLP z dnia 8 listopada 2018 r. na dostawy 1,45 mln ton LNG rocznie w okresie od 2023 r. do 2042 r., tj. ok. 1,95 mld m³/rok;
- Equinor ASA z dnia 23 września 2022 r. na dostawy do 1,2 mld m³ gazu rocznie w okresie od 1 stycznia 2023 r. do dnia 1 stycznia 2033 r.;
- Equinor Gas Marketing AS z dnia 23 września 2022 r. na dostawy do 1,2 mld m³ gazu rocznie w okresie od 1 stycznia 2023 r. do dnia 1 stycznia 2033 r.;
- Venture Global Calcasieu Pass na dostawy 1,5 mln ton LNG rocznie w okresie od 15 kwietnia 2025 r. do 2042, tj. ok. 2 mld m³/rok.

Dodatkowo w dniu 25 stycznia 2023 r. ORLEN S.A. zawarł z Sempra Infrastructure kontrakt na dostawy 1 mln ton LNG rocznie z terminalu Port Arthur w Teksasie na okres 20 lat, począwszy od 2027 r.

Dostawy w ramach kontraktów długoterminowych uzupełniane były dostawami krótkoterminowymi, realizowanymi na bieżąco, zgodnie z zapotrzebowaniem na paliwa gazowe.

4. Rynek paliw gazowych. Przewidywane zapotrzebowanie na paliwa gazowe

- Liczba podmiotów prowadzących działalność gospodarczą na krajowym rynku paliw gazowych pozostaje na zbliżonym poziomie co w latach ubiegłych.
- Konsekwentnie wzrasta zużycie paliw gazowych, które w 2025 r. osiągnęło poziom 230 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o 7,3%. Tym samym poziom zużycia paliw gazowych przewyższył poziom z 2021 r., czyli sprzed kryzysu energetycznego i wojny na Ukrainie.
- Największe zapotrzebowanie generowane było przez przemysł, zużywający ok. 62,5% sprzedanych paliw gazowych, natomiast odbiorcy w gospodarstwach domowych odpowiadali za ok. 28,0% całkowitej sprzedaży na krajowym rynku.
- Zgodnie z założeniami przyjętymi w dokumentach strategicznych, tj. w Polityce energetycznej Polski oraz w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu, szczytowe zapotrzebowanie na paliwa gazowe przewidywane jest w 2030 r., natomiast w kolejnych latach, wraz ze wzrostem wykorzystania gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, szacowany jest spadek zużycia gazu ziemnego.
- W związku z prowadzoną unijną polityką energetyczno-klimatyczną, w szczególności z przepisami dyrektywy dot. efektywności energetycznej budynków, zużycie paliw gazowych przez gospodarstwa domowe w perspektywie długoterminowej powinno systematycznie spadać.

4.1. Struktura rynku paliw gazowych – koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w sektorze paliw gazowych

Na koniec 2025 r. koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi posiadało 190 podmiotów, a koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą – 45 podmiotów.

4.2. Rynek hurtowy. Towarowa Giełda Energii i rynek pozagiełdowy OTC

Obrót hurtowy paliwami gazowymi w Polsce prowadzony jest przede wszystkim na TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego – na mocy umowy zawartej z TGE S.A. – są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi.

W 2025 r. osiągnięty został rekordowy wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE, który wyniósł 208,9 TWh, co stanowi wzrost o 52,8% w stosunku do roku poprzedniego. Obroty na rynku spot w całym 2025 r. wyniosły 33,3 TWh (wzrost r/r o 31,3%), natomiast na rynku terminowym (RTPG) 175,6 TWh (wzrost r/r o 57,7%).

W 2025 r. średnioważona cena gazu ziemnego na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego (RDNiBg) wyniosła 185,77 zł/MWh, co oznacza wzrost o 7,61 zł/MWh względem 2024 r. Natomiast na rynku terminowym cena średnioważona kontraktu z dostawą w 2026 r. (GAS_BASE_Y-26) w 2025 r. kształtowała się na poziomie 165,03 zł/MWh, czyli o 15,41 zł/MWh mniej niż dla analogicznych kontraktów GAS_BASE_Y-25 w 2024 r.

Obrót paliwami gazowymi realizowany jest również na rynku pozagiełdowym w ramach transakcji bezpośrednich (tzw. OTC – *over the counter*). Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez Prezesa URE, w wyniku realizacji kontraktów zawartych w punkcie wirtualnym, na rynku OTC dostarczono 24,0 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 179,55 zł/MWh.

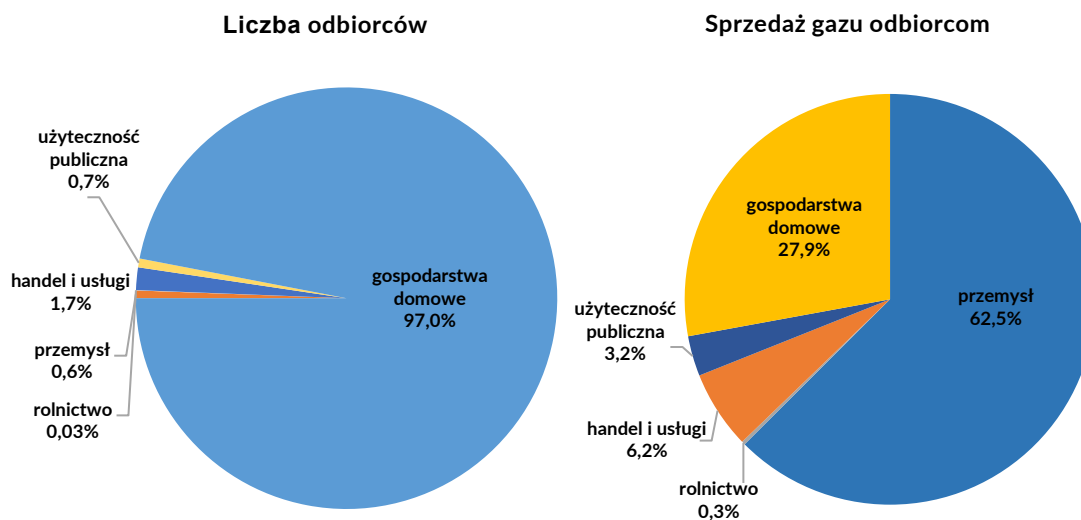
4.3. Rynek detaliczny

W 2025 r. krajowe zużycie paliw gazowych wyniosło 229,9 TWh i w stosunku do roku poprzedniego wzrosło o ok. 7,3%.

W analizowanym okresie przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały 207,1 TWh paliw gazowych do 7,72 mln odbiorców końcowych, co w porównaniu do 2024 r. stanowi wzrost sprzedaży paliw gazowych o 6,2%. O ponad 44,6 tys. (wzrost o ok. 0,6%) zwiększyła się również liczba odbiorców końcowych zużywających paliwa gazowe.

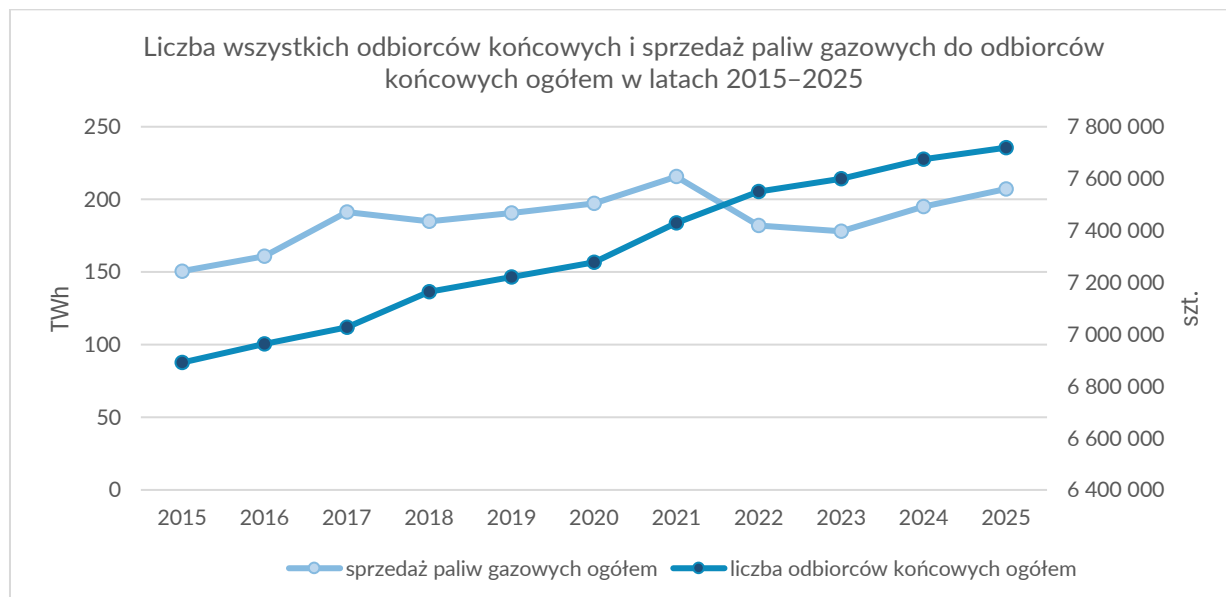
Podobnie jak w latach poprzednich, przeważająca część wolumenu paliw gazowych – 62,5% – została sprzedana do odbiorców przemysłowych, podczas gdy odbiorcy będący gospodarstwami domowymi odpowiadali za ok. 27,9% sprzedaży.

Rysunek 4. Zużycie paliw gazowych w poszczególnych sektorach oraz sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2025 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Rysunek 5. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w latach 2015–2025.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych w 2025 r. pozostawała GK ORLEN, której udział w rynku wyniósł 83%. Łącznie GK ORLEN dokonała sprzedaży do odbiorców końcowych 171,8 TWh paliw gazowych. W 2025 r. sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych zrealizowało 109 podmiotów.

Zgodnie z art. 62b ustawy – Prawo energetyczne, odbiorcy paliw gazowych, w tym m.in. gospodarstwa domowe, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, szpitale, jednostki systemu

oświaty i pomocy społecznej, do dnia 31 grudnia 2027 r. objęci są ochroną taryfową Prezesa URE.

W 2025 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 24,6 TWh energii elektrycznej, co stanowi 14,1% całkowitej jej produkcji. Obserwowany wzrost produkcji energii elektrycznej z paliw gazowych wynika przede wszystkim z rosnącej roli elektrowni gazowych do stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego – niezbędnej w związku z zwiększającą się generacją z odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo wzrost wykorzystania paliw gazowych w energetyce jest ściśle związany z trwającym w Polsce procesem transformacji energetycznej, a więc stopniowym wycofywaniem źródeł wysokoemisyjnych na rzecz źródeł niskoemisyjnych.

Tabela 2. Produkcja energii elektrycznej z paliw gazowych [TWh]

Rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [TWh]	w tym z paliw gazowych [TWh]	%
2010	157,7	4,9	3,1%
2015	164,9	6,4	3,9%
2016	166,6	7,9	4,7%
2017	170,5	10,1	5,9%
2018	170,0	12,7	7,5%
2019	163,9	14,5	8,8%
2020	157,9	16,1	10,2%
2021	179,4	15,30	8,5%
2022	179,6	11,7	6,5%
2023	166,4	16,7	10,0%
2024	172,6	20,7	12,0%
2025*	174,3	24,6	14,1%

Źródło: *Badania statystyczne Ministra Energii*. *Dane wstępne

W najbliższych latach w związku z procesem transformacji energetycznej polskiego sektora energetycznego spodziewany jest dalszy wzrost znaczenia jednostek gazowych dla regulowania pracy systemu elektroenergetycznego. Niemniej, weryfikacji mogą podlegać dotychczasowe plany inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych, co będzie wpływać na prognozy wykorzystania paliw gazowych w kolejnych latach. Szczególny wpływ w tym zakresie będzie mieć kształt rynku mocy w okresie po 2030 r.

4.4. Prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłania paliw gazowych

W 2025 r. obowiązywał, przygotowany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. Krajowy Dziesięcioletni Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2024-2033². W 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. przygotował nowy Plan Rozwoju na lata 2026-2035, który został uzgodniony z Prezesem URE w dniu 11 października 2025 r. Przedstawiona w Planie Rozwoju na lata 2026-

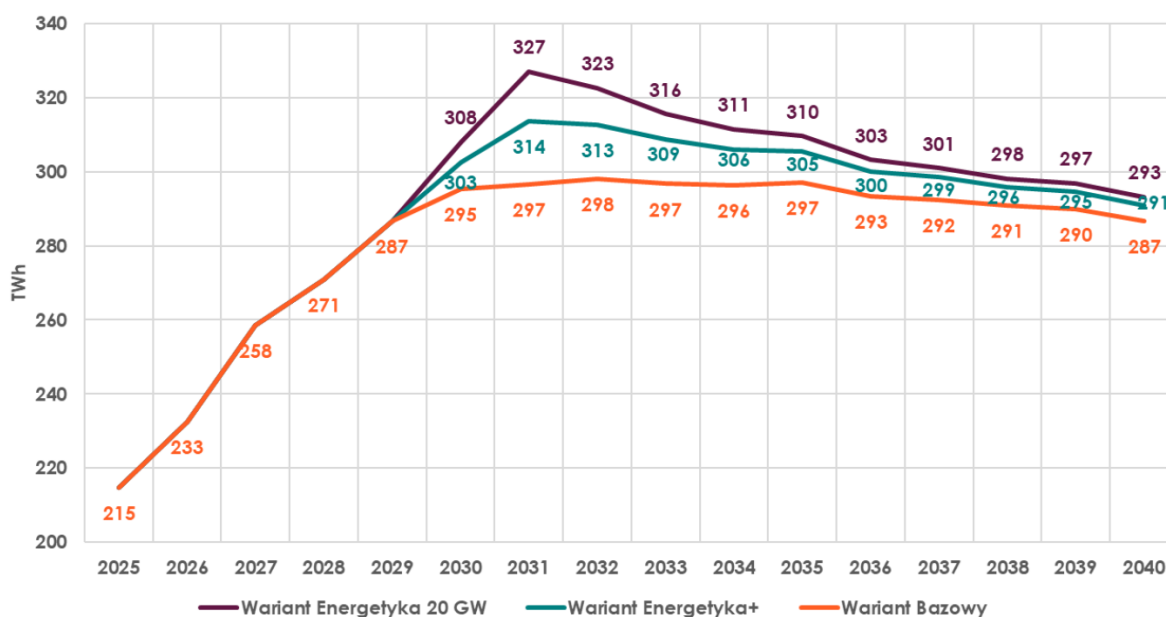
² Krajowy Dziesięcioletni Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033 Część A uzgodniony z Prezesem URE w dniu 8 lutego 2024 r. – Plan ten został opisany w Sprawozdaniu za 2024 r.

2035 prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłową podzielona została na trzy warianty zróżnicowane pod względem nowo przyłączanych elektrowni:

- 1) Wariant Bazowy – na podstawie aktualnych zobowiązań,
- 2) Wariant Energetyka+ – powiększony od 2030 r. o dodatkowych odbiorców,
- 3) Wariant Energetyka 20 GWe – powiększony od 2030/2031 r. o dodatkowych potencjalnych odbiorców elektroenergetycznych, maksymalizujący możliwości zastąpienia jednostek węglowych jednostkami gazowymi.

W zależności od przyjętego wariantu prognozowany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na usługę przesyłową do 2031 r. na poziomie od 297 TWh do 327 TWh.

Rysunek 6. Prognoza krajowego zapotrzebowania na usługę przesyłową OGP GAZ-SYSTEM S.A.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A. - Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2026-2035 część A – wyciąg, październik 2025 r.

5. Stan infrastruktury technicznej sektora gazowego

- Najistotniejszymi elementami infrastruktury pozwalającej na dywersyfikację dostaw paliw gazowych do Polski pozostają terminal LNG w Świnoujściu oraz gazociąg Baltic Pipe.
- Przewidywany wzrost krajowej konsumpcji paliw gazowych kreuje potrzebę podejmowania dalszych działań służących utrzymaniu osiągniętej niezależności energetycznej i bezpieczeństwa gazowego państwa.
- Stopniowe odchodzenie od rosyjskich paliw gazowych w UE, dzięki odpowiednio rozwiniętej infrastrukturze, może wzmocnić pozycję Polski na regionalnym rynku paliw gazowych. Istotna jest więc terminowa realizacja prac w zakresie terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej. W 2025 r. zakończone zostały dwie kluczowe inwestycje liniowe wzmacniające bezpieczeństwo i elastyczność dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców: gazociąg Rembelszczyzna-Mory, Kędzierzyn-Koźle-Racibórz.
- Kontynuowana była dalsza rozbudowa krajowej sieci gazowej celem wsparcia transformacji energetycznej oraz eliminacji ograniczeń sieciowych i zwiększenia możliwości rozptyłów paliw gazowych z terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu Baltic Pipe oraz pozostałych połączeń z systemami krajów sąsiednich, w tym za pośrednictwem budowanego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej.
- W odniesieniu do dystrybucji paliw gazowych priorytetem pozostawała likwidacja ograniczeń systemowych i zapewnienie wymaganych przepustowości w systemie na potrzeby dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych – w 2025 r. wybudowano ponad 1,36 tys. km sieci dystrybucyjnej.
- Odpowiednie pojemności magazynowe to dodatkowy filar bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców w przypadku zakłóceń w dostawach do kraju lub w przypadku znacznego wzrostu jego zapotrzebowania. Realizacja inwestycji rozbudowy PMG Wierzchowice zwiększy pojemności magazynowe o dodatkowe ok. 8,8 TWh w perspektywie od 2027 r. Dodatkowo zrealizowanie połączenia KSP z SGT w punkcie Wydartowo umożliwi zwiększenie maksymalnego odbioru z KPMG Mogilno o dodatkowe 120 GWh/dobę.
- Przy budowie i modernizacji infrastruktury gazowej należy, tam, gdzie jest to technicznie i ekonomicznie uzasadnione, uwzględniać możliwość transportu gazów odnawialnych i niskoemisyjnych.
- Wybór poszczególnych wariantów dekarbonizacji sieci będzie uzależniony od stopnia i szybkości rozwoju rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, poziomu zapotrzebowania i ich produkcji, ich cen, technicznych możliwości sieci gazowej oraz innych procesów ekonomiczno-biznesowych wspierających rozwój rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2025 r. w sektorze paliw gazowych, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, funkcjonowali:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego (OGP GAZ-SYSTEM S.A.);
- 52 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych;
- 1 operator systemu magazynowania (Gas Storage Poland sp. z o.o.);
- 6 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

5.1. System przesyłowy gazowy

Zgodnie z art. 9h ust. 2 i art. 9k ustawy – Prawo energetyczne, na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego, działającego w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Funkcję OSP, zarówno dla krajowego systemu przesyłowego, jak i polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa, pełni OGP GAZ-SYSTEM S.A. Nadzór właścicielski nad operatorem systemu przesyłowego gazowego w zakresie wykonywania uprawnień z akcji należących do Skarbu Państwa, zgodnie z art. 12a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, sprawuje Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (NC BAL) (Dz. Urz. UE L. 91/15 z 27.03.2014 r.) system gazu ziemnego wysokometanowego, gazu ziemnego zaazotowanego i system gazociągów tranzytowych stanowią oddzielne systemy bilansowania.

OGP GAZ-SYSTEM S.A. na mocy decyzji Prezesa URE została wyznaczona operatorem krajowego systemu przesyłowego na własnych sieciach przesyłowych do dnia 6 grudnia 2068 r.

W dniu 1 stycznia 2023 r. weszła w życie decyzja Prezesa URE ustalająca treść kolejnej umowy powierzającej pomiędzy OGP GAZ-SYSTEM S.A. a SGT EUROPOL GAZ S.A. Na warunkach określonych w umowie powierzającej OGP GAZ-SYSTEM S.A. wykonuje obowiązki operatora systemu przesyłowego na znajdującym się na terytorium RP odcinku SGT Jamał-Europa Zachodnia do dnia 6 grudnia 2068 r. Właścicielem SGT EUROPOL GAZ S.A. jest ORLEN S.A.

5.1.1. Stan istniejącej infrastruktury przesyłowej

System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- krajowego systemu przesyłowego, na który składają się dwa podsystemy gazu ziemnego:
 - wysokometanowego E,
 - zaazotowanego Lw.
- systemu gazociągów tranzytowych.

5.1.1.1. Krajowy system przesyłowy

Krajowy system przesyłowy, zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A., w 2025 r. zasilany był poprzez następujące punkty wejścia związane z:

1. przywozem paliw gazowych:

- a) Punkt GCP Gaz-System/UA TSO (Drozdowicze – granica polsko-ukraińska),
- b) Faxe – punkt wejścia na gazociągu Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania),
- c) Santaka (granica polsko-litewska),
- d) Vyrava (granica polsko-słowacka),

- e) Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Lasów – granica polsko-niemiecka),
 - f) Cieszyn (granica polsko-czeska),
 - g) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku, Lwówku, Zambrowie³ i Długiej Goślinie⁴),
 - Mallnow (punkt wejścia do SGT z kierunku Niemiec),
 - h) połączenia realizujące import lokalny:
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin – granica polsko-niemiecka),
 - Branice (granica polsko-czeska),
 - i) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu;
2. złożami krajowymi:
- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego,
 - b) odazotownie KRIO Odolanów i Grodzisk,
 - c) węzły w systemie gazu ziemnego zaazotowanego,
 - d) kopalnie w systemie gazu ziemnego;
3. PMG – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu ziemnego wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu ziemnego stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:
- a) GIM Sanok – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędz i PMG Brzeźnica,
 - b) GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo, oraz
 - c) odrębna Instalacja Magazynowa Wierzchowice, w skład, której wchodzi PMG Wierzchowice.

W 2025 r. usługi przesyłania paliw gazowych świadczone były na rzecz 85 podmiotów, a wolumen przesyłanych paliw gazowych osiągnął poziom 262,1⁵ TWh, co stanowi wzrost o 15,6% w porównaniu do 2024 r.

W 2025 r. OSP zawarł 9 umów o przyłączenie do sieci przesyłowej i przyłączył do sieci 17 odbiorców.

OGP GAZ-SYSTEM S.A. w 2025 r. zarządzał własną siecią gazociągów przesyłowych o długości 12 201 km oraz świadczył usługi operatorskie na polskim odcinku SGT o długości 685 km.

W 2025 r. liczba punktów wejścia do KSP oraz punktów wyjścia z KSP, wyniosła odpowiednio:

- liczba punktów wejścia⁶ (krajowe i importowe): 65
- liczba punktów wyjścia⁷: 895.

³ Punkt po odbiorze techniczny od 25 sierpnia 2025 r.

⁴ Punkt po odbiorze techniczny od 16 października 2025 r.

⁵ Wielkość przesyłanych paliw gazowych uwzględnia pracę PMG oraz przesył gazu zaazotowanego (Lw), którego objętość przeliczono na gaz ziemny wysokometanowy (E).

⁶ Liczba fizycznych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przywóz gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową (mieszalnię).

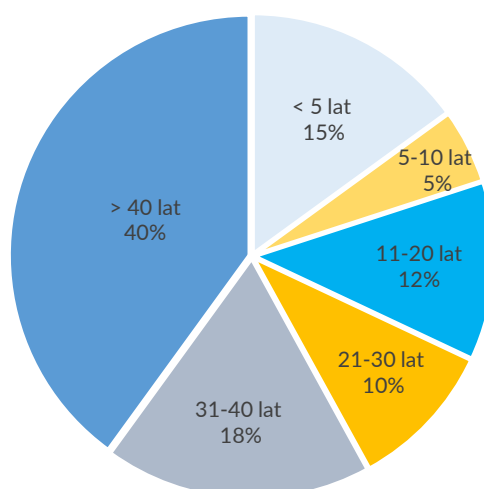
⁷ Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji. Liczba uwzględnia przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu ziemnego, zatłaczanie PMG, eksport oraz odbiorców końcowych.

Tabela 3. System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. według stanu na dzień 31 grudnia 2025 r.

Lp.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	OGÓŁEM
1.	Gazociągi przesyłowe	km	12 886
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	km	12 201
	Infrastruktura SGT	km	685
2.	Stacja gazowe	szt.	852
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	szt.	850
	Infrastruktura SGT	szt.	2
3.	Tłocznie	szt.	14
	Infrastruktura OGP GAZ-SYSTEM S.A.	szt.	14
	Infrastruktura SGT	szt.	0

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Rysunek 7. Gazociągi przesyłowe będące własnością OGP GAZ-SYSTEM S.A. według struktury wiekowej, stan na dzień 31 grudnia 2025 r.

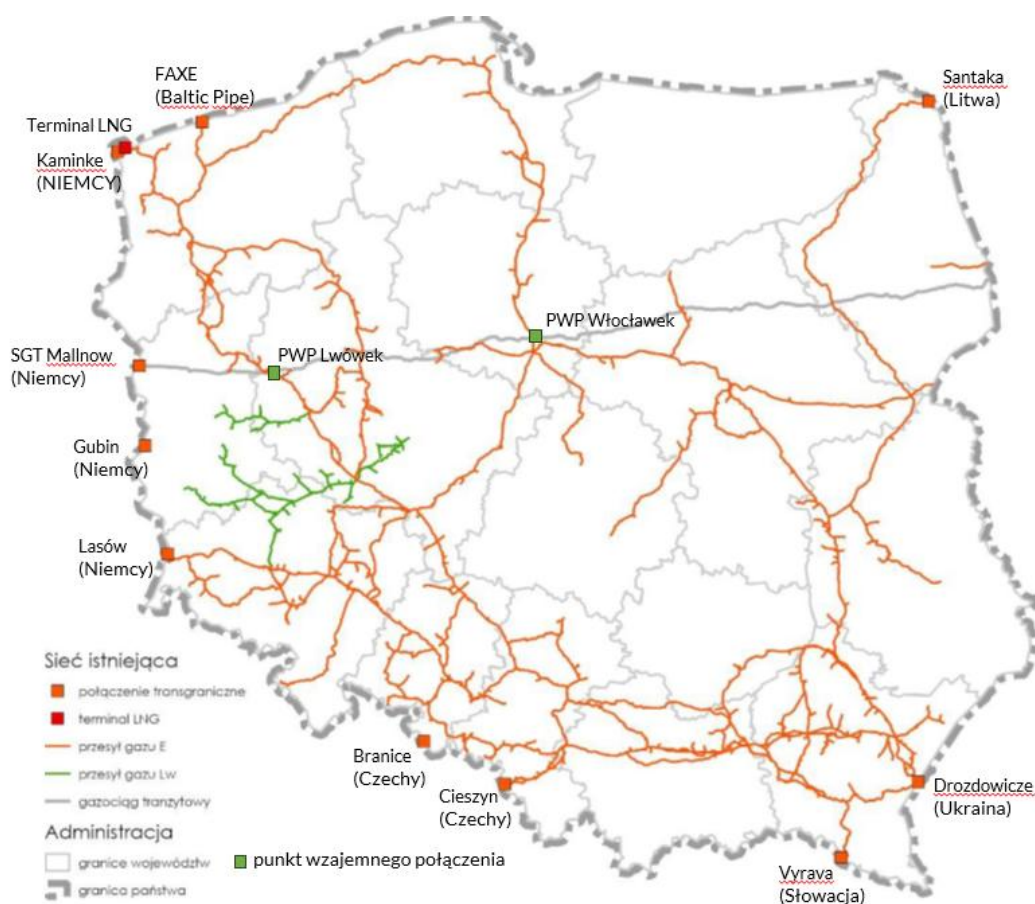


Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W wyniku prowadzonej przez OSP systematycznej rozbudowy systemu przesyłowego i budowy nowej infrastruktury zmiana ulega struktura wiekowa gazociągów przesyłowych w Polsce. Gazociągi w kategorii wiekowej do 20 lat stanowią 32% wszystkich eksploatowanych gazociągów przesyłowych. Jednak w dalszym ciągu zdecydowana większość gazociągów w Polsce znajduje się w kategorii wiekowej powyżej 40 lat – gazociągi te stanowią 40% wszystkich eksploatowanych gazociągów.

Tym samym planowane przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. działania inwestycyjne w dalszym ciągu uwzględniają także zadania modernizacyjno-odtworzeniowe, które mają na celu przede wszystkim poprawę bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury przesyłowej i zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców końcowych.

Rysunek 8. System przesyłowy gazu ziemnego zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. wg. stanu na dzień 31 grudnia 2025 r.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

5.1.1.2. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. Zasilany jest gazem ziemnym ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu ziemnego: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy) oraz z podziemnych magazynów gazu ziemnego (Daszewo i Bonikowo). Dodatkowo system gazu ziemnego zaazotowanego zasilany jest gazem ziemnym z kopalni Wielichowo, który do osiągnięcia parametrów gazu ziemnego podgrupy Lw potrzebuje domieszania gazu ziemnego wysokometanowego w mieszalni gazu ziemnego Grodzisk Wielkopolski. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego jest również zasilany poprzez sieć dystrybucyjną w punktach wejścia Kotowo, Nowe Tłoki, Krobia, Szczyglice oraz Chynów II.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego.

Rysunek 9. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

5.1.1.3. System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa

Właścicielem polskiego odcinka gazociągu biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej jest SGT EUROPOL GAZ S.A. Jedynym akcjonariuszem SGT EUROPOL GAZ S.A. jest ORLEN S.A.

Parametry techniczne gazociągu Jamał-Europa:

- długość gazociągu – 685 km,
- ciśnienie robocze – 8,4 MPa,
- średnica gazociągu – DN 1400,
- 2 punkty wyjścia – Mallnow, Punkt Wzajemnego Połączenia (poprzez stacje we Lwówku i Włocławku),
- 5 tłoczní gazu ziemnego o łącznej mocy 400 MW – TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

5.1.2. Planowane lub będące w budowie zdolności przesyłowe – informacje o postępach w rozwoju infrastruktury liniowej (rozbudowa systemu), w tym wykorzystanie środków UE

Zapewnienie odpowiedniego stanu rozwoju i niezawodności funkcjonowania infrastruktury gazowej stanowi fundament dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, w tym również dostaw do odbiorców końcowych. Z tego względu w 2025 r. inwestycje w system przesyłowy były szczegółowo monitorowane zarówno przez ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi, jak również przez Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. W 2025 r. swoją działalność kontynuował Międzyresortowy Zespół do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej powołany zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów⁸. W zakresie inwestycji gazowych zakres prac Zespołu obejmował inwestycję budowy pływającego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej (tzw. FSRU). Zadaniem Zespołu była koordynacja działań poszczególnych organów administracji związanych z realizacją projektów objętych monitoringiem. Przewodniczącym Zespołu jest Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

OSP konsekwentnie realizuje inwestycje związane z rozbudową i modernizacją krajowego systemu przesyłowego, mające na celu eliminację ograniczeń sieciowych i zwiększenie możliwości rozptyłów paliw gazowych dostarczanych do Polski za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu, gazociągu Baltic Pipe oraz pozostałych połączeń z systemami sąsiadujących krajów, a także za pośrednictwem budowanego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Wypełniając obowiązek ustawowy wynikający z art. 16 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego sporządza, dla obszaru swojego działania, plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co dwa lata. W 2025 r. obowiązywał, uzgodniony w dniu 8 lutego 2024 r. z Prezesem URE, *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2033. Część A*.

W 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. ukończył prace nad Krajowym Dziesięcioletnim Planem Rozwoju Część A na lata 2026-2035, który został uzgodniony z Prezesem URE w dniu 21 października 2025 r. W nowym Planie Rozwoju, analogicznie jak w Planie Rozwoju na lata 2024-2033, zadania inwestycyjne ujęte w długoterminowych planach rozwoju spółki podzielone zostały na dwie perspektywy:

- perspektywa 2027 r. – kontynuacja rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w poprzednich planach rozwoju,
- perspektywa 2035 r. – zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Realizacja przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. zadań ujętych w Planie Rozwoju na lata 2026-2035 umożliwi wzrost łącznej długości sieci przesyłowej do ok. 13,7 tys. km (z obecnych 12,2 tys. km), z czego planowany przez OSP przyrost sieci w okresie 2026-2027 wyniesie ok. 0,7 tys. km, a w okresie 2028-2035 ok. 1,3 tys. km.

⁸ Zarządzenie nr 171 Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 listopada 2017 r. w sprawie Międzyresortowego Zespołu do spraw kluczowych inwestycji w zakresie strategicznej infrastruktury energetycznej (M.P. z 2020 r. poz. 567 z późn zm.).

OGP GAZ-SYSTEM S.A. zobowiązany jest również na podstawie art. 16 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, do przygotowania planu rozwoju dla systemu gazociągów tranzytowych będących własnością SGT EUROPOL GAZ S.A. W 2025 r. obowiązywał Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju na lata 2025-2034 Część B dotyczący majątku SGT będącego przedmiotem umowy powierzeniowej. Plan ten został uzgodniony z Prezesem URE w dniu 4 czerwca 2024 r. W dniu 21 października 2025 r. Prezes URE wydał decyzję, w której uzgodnił nowy Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Część B na lata 2026-2035.

Plan Rozwoju Część B zakłada głównie utrzymanie istniejących zdolności przesyłowych SGT na kierunku zachód-wschód, a także dostosowanie majątku SGT do funkcjonowania po wydzieleniu w ramach umowy powierzeniowej obowiązującej do 2068 r. w nowej roli układu importowo-eksportowego współpracującego z KSP.

Zadania inwestycyjne na infrastrukturze SGT ujęte w KDPR 2026-2035 Część B mają charakter modernizacyjno-odtworzeniowy i służą zapewnieniu bezpieczeństwa, ciągłości, niezawodności i optymalizacji przesyłania paliw gazowych przy minimalizacji kosztów tej usługi oraz założonym efekcie przesyłania zgodnie z udostępnianymi zdolnościami przesyłowymi. Do najważniejszych zadań ujętych w KDPR 2026-2035 Część B należy:

- odseparowanie infrastruktury SGT od majątku SGT EUROPOL GAZ S.A., tj.: odseparowanie ZPT i stacji pomiarowej Kondratki, odseparowanie ZPT Zambrów, odseparowanie ZPT Ciechanów, odseparowanie SSRP Włocławek, odseparowanie ZPT Szamotuły;
- połączenie KSP z SGT w m. Ciechanów - budowa jednokierunkowej stacji regulacyjno - pomiarowej w Ciechanowie o przepustowości $Q=250$ tys. m^3/h ;
- połączenie KSP z SGT w m. Włocławek - dostosowanie SSRP Włocławek do pracy dwukierunkowej o przepustowości $Q=1\ 000$ tys. m^3/h ;
- połączenie KSP z SGT w m. Wydartowo - budowa dwukierunkowej stacji regulacyjno - pomiarowej w Wydartowie o przepustowości $Q=1\ 200$ tys. m^3/h ;
- połączenie KSP z SGT w m. Lwówek - rozbudowa węzła do przepustowości $Q=1\ 600$ tys. m^3/h oraz budowa tłoczni Lwówek o mocy około 24 MW (dwukierunkowa współpraca z SGT).

Dodatkowo Plan Rozwoju SGT zakłada również rozwój systemów IT i systemów łączności oraz sukcesywną modernizację i odtworzenie obiektów SGT.

W 2025 r. zakończone zostały inwestycje połączenia KSP z SGT w miejscowości Zambrów (budowa dwukierunkowej stacji regulacyjno-pomiarowej o przepustowości $Q=1\ 000$ tys. m^3/h) oraz w miejscowości Długa Goślina (budowa jednokierunkowej stacji regulacyjno-pomiarowej o przepustowości $Q=250$ tys. m^3/h).

Rysunek 10. Inwestycje kluczowe i strategiczne planowane do realizacji przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. w latach 2026-2035.

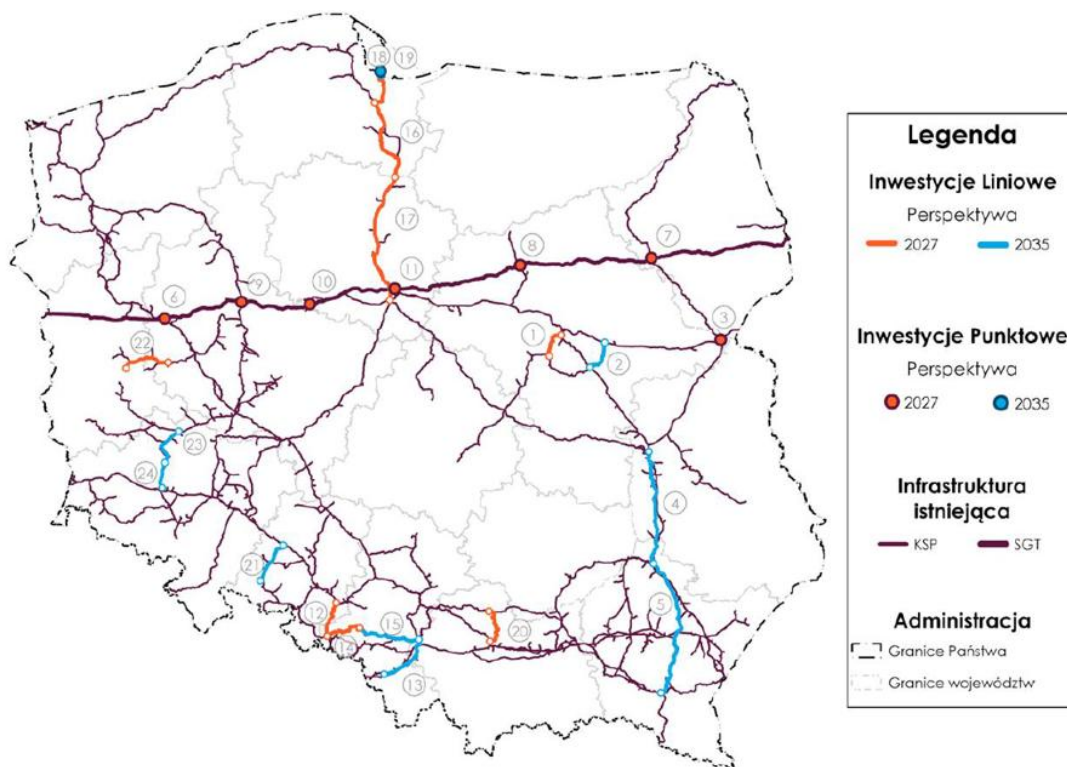


Tabela 4. Inwestycje kluczowe i strategiczne planowane do realizacji przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. w latach 2026-2035.

Lp.	Inwestycja	Perspektywa do 2027 r.	Perspektywa do 2035 r.
1	Gazociąg Rembelszczyzna – Mory	X	
2	Gazociąg Stanisławów – Wola Karczewska		X
3	TG Hołowczyce (rozbudowa)	X	
4	Gazociąg Wronów – Rozwadów		X
5	Gazociąg Rozwadów – Strachocina		X
6	TG Lwówek (budowa) węzeł Lwówek (rozbudowa)	X	
7	Połączenie KSP z SGT w m. Zambrów	X	
8	Połączenie KSP z SGT w m. Ciechanów	X	
9	Połączenie KSP z SGT w m. Długa Goślina	X	
10	Połączenie KSP z SGT w m. Wydatowo	X	
11	Połączenie KSP z SGT w m. Włocławek	X	
12	Gazociąg Kędzierzyn – Racibórz	X	
13	Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim		X
14	Gazociąg Racibórz – Rybnik	X	
15	Gazociąg Rybnik – Oświęcim		X
16	Gazociąg Kolnik – Gdańsk – FSRU (część lądowa)	X	
17	Gazociąg Kolnik – Gardeja – Gustorzyn	X	
18	Gazociąg Kolnik – Gdańsk – FSRU (część morska)		X
19	Terminal FSRU		X
20	Gazociąg Węzerów – Przewóz	X	
21	Gazociąg Lewin Brzeski – Nysa		X
22	Gazociąg Nowe Tłoki – Sulechów	X	
23	Gazociąg Kotowice – Krzeczyn		X
24	Gazociąg Krzeczyn – Legnica		X

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A. – Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2026-2035 Część A – wyciąg, październik 2025 r.

5.1.2.1. Utrzymanie i rozbudowa systemu przesyłowego wewnątrz kraju

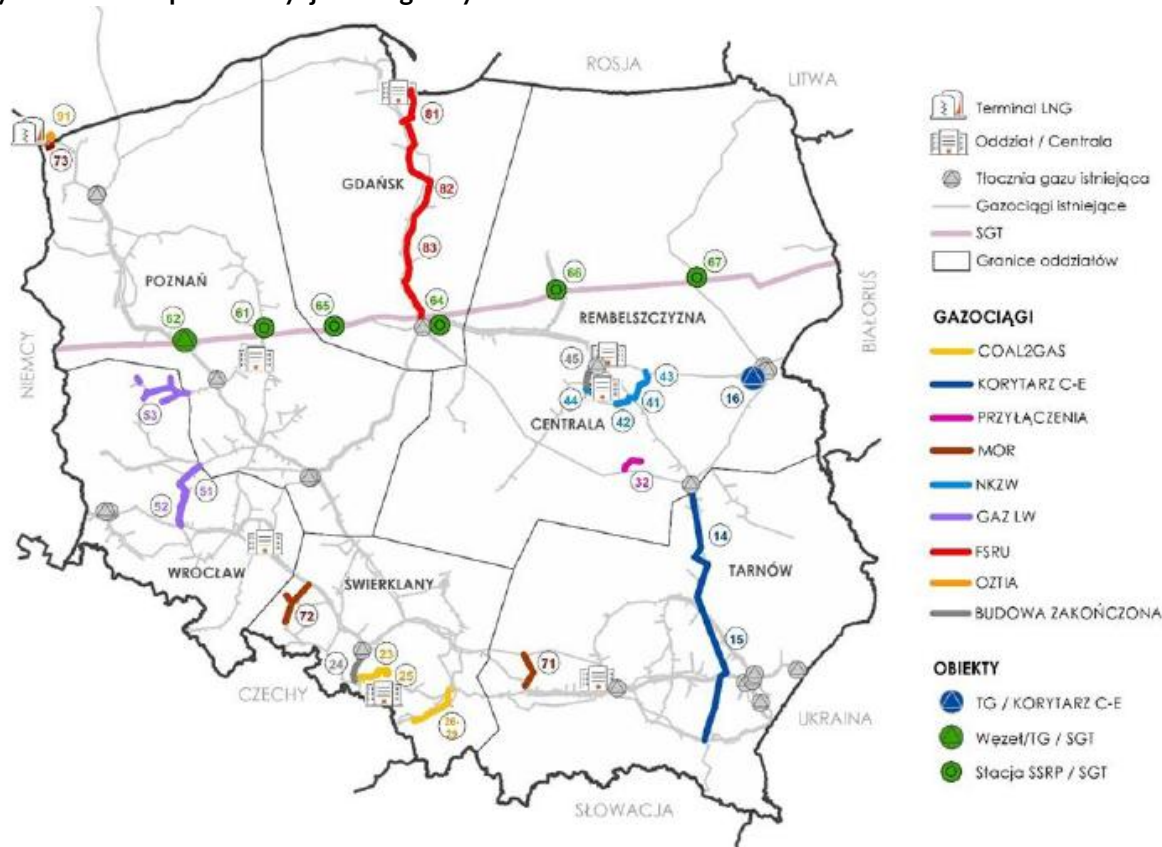
Operator systemu przesyłowego gazowego w 2025 r. realizował zadania modernizacyjno-odtworzeniowe mające na celu przede wszystkim wymianę wyeksploatowanych elementów systemu, a także poprawę funkcjonowania systemu przesyłowego oraz zadania remontowe. Działania modernizacyjne służą zwiększeniu bezpieczeństwa funkcjonowania sieci przesyłowej. W ramach planu remontowego w 2025 r. ujętych zostało 229 zadań, w tym 146 zadań planowanych do zakończenia w 2025 r., z czego zrealizowano 138 zadań, co stanowi 94,5% planu. OSP łącznie przeznaczył na prace remontowe kwotę ok. 76,9 mln PLN. Zadania remontowe niezakończone w 2025 r. będą kontynuowane w 2026 r.

Oprócz działań w zakresie bieżącego utrzymania sieci, operator kontynuował prace w zakresie rozbudowy krajowego systemu przesyłowego.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. prowadził inwestycje w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego na różnym poziomie zaawansowania. W zakresie projektów strategicznych i kluczowych, w fazie:

- 1) realizacji – obejmującej okres od zawarcia umowy na wykonanie robót budowlanych do przekazania gazociągu do eksploatacji, były:
 - gazociąg Racibórz-Oświęcim (etap I Racibórz-Rybnik),
 - gazociąg Kolnik-Gdańsk,
 - gazociąg Gardeja-Kolnik,
 - gazociąg Gustorzyn-Gardeja,
 - gazociąg Wężerów-Przewóz,
 - gazociąg Nowe Tłoki-Sulechów,
 - połączenie KSP z SGT w m. Wydartowo,
 - połączenie KSP z SGT w m. Ciechanów-Pawłowo
 - przyłączenie PGE Elektrownia Rybnik,
 - tłocznia gazu Lwówek – budowa,
 - tłocznia gazu Hołowczyce – rozbudowa;
- 2) projektowania i przetargowej – od rozpoczęcia prac projektowych do podpisania umowy na wykonanie robót budowlanych, obejmującą etapy wykonania dokumentacji projektowej, pozyskiwania decyzji administracyjnych oraz przetargu na roboty budowlane, były:
 - gazociąg Skoczów-Komorowice-Oświęcim (etap II-V),
 - gazociąg Wronów-Rozwadów,
 - gazociąg Rozwadów-Strachocina,
 - gazociąg Stanisławów -Wola Karczewska,
 - gazociąg Wola Karczewska-Karczew,
 - gazociąg Karczew-Gassy,
 - gazociąg Mory-Reguły,
 - gazociąg Lewin Brzeski-Nysa,
 - gazociąg Kotowice-HM Legnica,
 - połączenie KSP z SGT - SSRP Włocławek,
 - połączenie KSP z SGT – SSRP Ciechanów-Pawłowo,
 - połączenie KSP z SGT – TG Lwówek,
 - połączenie KSP z SGT – Węzeł Lwówek,
 - przyłączenie Elektrowni Kozienice w Świerżach Górnych.

Rysunek 11. Mapa inwestycji strategicznych stan na 31.12.2025 r.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Tabela 5. Inwestycje strategiczne według stanu na dzień 31 grudnia 2025 r.

LP.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR.NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
1.	PORTFEL COAL2GAS	23	GAZOCIĄG RACIBÓRZ - OŚWIĘCIM Etap I: Racibórz-Rybnik	DN=700 L= 38,7 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	BUDOWA
2.		24	GAZOCIĄG POLSKA - CZECHY Etap I: Kędzierzyn-Racibórz	DN=1000 L= 37 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	ZAKOŃCZONO
3.		25	GAZOCIĄG PRZYŁĄCZENIOWY PGE RYBNIK	DN=500 L=4.5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	BUDOWA
4.		26	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap II: Wilamowice – Oświęcim	DN=500 L=20,1km MOP 8,4 MPa	Świerklany	PROJEKTOWANIE
5.		27	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap III: Komorowice - Wilamowice	DN=500 L=11,4 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	PROJEKTOWANIE
6.		28a	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV a: od ZZU Komorowice (bez ZZU) do Stare Bielsko	DN=500 L=4,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	PROJEKTOWANIE
7.		28b	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV b: od Stare Bielsko do ZZU Wapienica (bez ZZU)	DN=500 MOP 8,4 MPa L=4,0 km	Świerklany	PROJEKTOWANIE

LP.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR.NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
8.		29	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap V: Pogórze - Wapienica	DN=500 L= 17,3 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	PROJEKTOWANIE
9.	PORTFEL KORYTARZ C-E	14	GAZOCIĄG WRONÓW – ROZWADÓW	DN=1000 L=119,8 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	PROJEKTOWANIE
10.		15	GAZOCIĄG ROZWADÓW - STRACHOCINA	DN=1000 L=161,6 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	PROJEKTOWANIE
11.		16	TG HOŁOWCZYCE NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)	Agr. Spręż = 1 szt. Moc= do 13 MW	Rembelszczyzna	PROJEKTOWANIE
12.	PORTFEL PRZYŁĄCZ ENIA	32	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN=700 L= 20 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	PROJEKTOWANIE
13.	PORTFEL MOR	71	GAZOCIĄG WĘŻERÓW-PRZEWÓZ WRAZ Z SSRP PRZEWÓZ	DN=700 L=45 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	BUDOWA
14.		72	GAZOCIĄG LEWIN BRZESKI – NYSA WRAZ Z ODGAŁĘZIENIAMI	DN=500/150/100 L=41/10,1/1,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	BUDOWA
15.	PORTFEL NKZW	45	GAZOCIĄG REMBELSZCZYŻNA – MORY	DN=700 L= 28,5km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	ZAKOŃCZONO
16.		41	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN=500 L=14,4 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	PROJEKTOWANIE
17.		42	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN=400 L= 1,8km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	PROJEKTOWANIE
18.		43	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – WOLA KARCZEWSKA	DN=700 L=38 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	PROJEKTOWANIE
19.		44	GAZOCIĄG MORY – REGULY	DN=400 L= 5,2 km MOP=8,4 MPa	Rembelszczyzna	PROJEKTOWANIE
20.	PORTFEL GAZ LW	51	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek północny (KOTOWICE – KRZECZYN)	DN=300 L= 37,9 km MOP=8.4 MPa	Wrocław	PROJEKTOWANIE
21.		52	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek południowy (KRZECZYN – HM LEGNICA)	DN=300 L= 25,8 km MOP=8.4 MPa	Wrocław	PROJEKTOWANIE
22.		53	GAZOCIĄG NOWE TŁOKI - SULECHÓW (RAKONIEWICE - ŚWIEBODZIN)	DN=300/150/100 L=42,9/23,6/10,6 km MOP=8,4 MPa	Wrocław	BUDOWA
23.	PORTFEL SGT	61	SSRP DŁUGA GOŚLINA	DN=500 MOP=8,4 MPa Q=250tys m3/h	Poznań	ZAKOŃCZONO
24.		62	TG LWÓWEK	DN=1000 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)=1600tys m3/h Agr. Spręż = 3 szt. Moc=24MW	Poznań	POSTĘPOWANIE WRB
25.		64	SSRP WŁOCŁAWEK	DN=1000 Q(dwukier)=1000tys m3/h	Gdańsk	PROJEKTOWANIE
26.		65	SSRP WYDARTOWO	DN=700 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)=1200tys m3/h	Gdańsk	BUDOWA

LP.	PODZIAŁ PORTFELA SWZI	NR.NA MAPIE (ZAŁ.2)	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	DANE PODSTAWOWE	ODDZIAŁ	ETAP PROJEKTU
27.		66	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO	DN=700 MOP 8,4 MPa Q=250tys m3/h	Rembelszczyzna	BUDOWA
28.		67	SSRP ZAMBRÓW	DN=700 Q=1000tys m3/h	Rembelszczyzna	ZAKOŃCZONO
29.	PORTFEL FSRU	81	GAZOCIĄG KOLNIK - GDAŃSK POM 1	DN1000 L= 34 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	BUDOWA
30.		82	GAZOCIĄG GARDEJA - KOLNIK POM 2	DN1000 L= ok. 88 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	BUDOWA
31.		83	GAZOCIĄG GUSTORZYN - GARDEJA POM 3	DN1000 L= ok. 128 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	BUDOWA

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. zakończył budowę:

- gazociągu Rembelszczyzna-Mory – o długości 28,5 km i średnicy DN 700 na terenie województwa mazowieckiego – realizacja inwestycji wzmacni bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do aglomeracji warszawskiej zwiększając niezawodność systemu przesyłowego oraz umożliwiając przyłączenie nowych odbiorców;
- gazociągu Kędzierzyn Koźle-Racibórz – o długości 37,0 km i średnicy DN 1000 na terenie województwa opolskiego i śląskiego – inwestycja stanowi kluczowy element programu Coal-to-gas wspierającego transformację energetyczną w zakresie odejścia od paliw stałych na rzecz paliw niskoemisyjnych aglomeracji górnośląskiej;
- połączenia SGT z KSP w dwóch punktach - Zambrów (budowa dwukierunkowej stacji redukcyjno-pomiarowej w Zambrowie o przepustowości 1 000 tys. m³/h) i Długa Goślina (budowa jednokierunkowej stacji redukcyjno-pomiarowej w Długiej Goślinie o przepustowości 259 tys. m³/h); inwestycje umożliwią optymalizację pracy KSP wzmacniając dywersyfikację dostaw paliwa gazowego poprzez terminal LNG w Świnoujściu i gazociąg Baltic Pipe.

W 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. uzyskał dofinansowanie w ramach programu FENIKS dla budowy gazociągów Lewin Brzeski-Nysa, Wężerów-Przewóz oraz Tłoczni Gazu Lwówek na kwotę 884,5 mln złotych.

5.1.2.2. Rozbudowa połączeń międzysystemowych

W 2025 r. nie prowadzono prac budowlanych związanych z rozbudową połączeń transgranicznych. W odniesieniu do istniejącego połączenia Polska-Ukraina, OGP GAZ-SYSTEM S.A. uzyskał możliwość tymczasowego zapewnienia ciągłej przepustowości oferowanej w kierunku Ukrainy na poziomie 200 tys. m³/h od 1 stycznia do 30 września 2025 r. oraz 300 tys. m³/h od 1 października 2025 do 30 września 2026 r. w produkcie rocznym oraz nawet 470 tys. m³/h w produktach średnio i krótkoterminowych. Dzięki zakończeniu modernizacji stacji pomiarowej w Hermanowicach w grudniu 2025 r., możliwe jest dalsze oferowanie zwiększonych zdolności przesyłowych w kierunku Ukrainy. Jednocześnie OGP GAZ-SYSTEM S.A. w ramach tzw. procedury przyrostowej na lata 2025-2027 w oparciu o przepisy prawa UE (*Incremental Procedure*), wraz z operatorem systemu przesyłowego Ukrainy, rozpoczął 7 lipca 2025 r. niewiążące badanie zapotrzebowania na przepustowości przyrostowe, a raport z oceny zapotrzebowania opublikował 27 października 2025 r. Badanie potwierdziło zainteresowanie podmiotów rynkowych dodatkowymi przepustowościami

w kierunku Ukrainy, co skutkowało podjęciem decyzji o uruchomieniu projektu przepustowości przyrostowej, którego wyniki będą znane w 2026 r.

W odniesieniu do istniejącego połączenia gazowego Polska-Czechy „Cieszyn/Český Těšín Stork I”, dzięki wcześniejszym inwestycjom od 2025 r. oferowana jest przepustowość ciągła w kierunku Czech na poziomie 40 tys. m³/h.

5.2. System dystrybucyjny gazowy

5.2.1. Stan istniejącej infrastruktury

Według stanu na dzień 31 grudnia 2025 r. krajowy system dystrybucyjny składał się z 167,6 tys. km sieci dystrybucyjnej oraz 58,1 tys. km czynnych przyłączy. Działalność w obszarze dystrybucji paliw gazowych w Polsce w 2025 r. prowadziło 52 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE. W 2025 r. największym operatorem systemu dystrybucyjnego była PSG sp. z o.o., która zarządzała 94,6% sieci dystrybucyjnej w kraju. Pozostałe ok. 5,4% sieci dystrybucyjnych było własnością pozostałych spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

PSG sp. z o.o. wchodzi w skład GK ORLEN i w 2025 r. prowadziła działalność w oparciu o siedemnaście Oddziałów Zakładów Gazowniczych, świadcząc usługi dystrybucji paliw gazowych łącznie w 1 734 gminach na terenie całego kraju. W 2025 r. PSG sp. z o.o. dostarczyła do odbiorców końcowych 140,11 TWh paliw gazowych, co stanowi wzrost w stosunku do roku poprzedniego o ok. 6,8%.

PSG sp. z o.o., na mocy decyzji Prezesa Rady Ministrów z dnia 29 kwietnia 2022 r., na podstawie art. 7a ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2023 r. poz. 122) została zobowiązana do świadczenia usługi dystrybucji dla odbiorców objętej sankcjami Novatek Green Energy Sp. z o.o.⁹ W dniu 27 czerwca 2025 r. aktywa Novatek Green Energy Sp. z o.o. zostały zakupione przez Barter S.A. W 2025 r. trwał proces uzyskiwania niezbędnych do prowadzenia działalności gospodarczej koncesji. Do końca 2025 r. PSG sp. z o.o. świadczyła usługi dystrybucji dla byłych odbiorców objętej sankcjami Novatek Green Energy Sp. z o.o.

5.2.2. Planowane lub będące w budowie zdolności systemu dystrybucyjnego gazowego, w tym wykorzystanie środków UE

W 2025 r. oddanych do użytkowania zostało łącznie 1 364 km sieci dystrybucyjnych, z czego 96,3% przypada na PSG sp. z o.o. Na koniec 2025 r. stopień gazyfikacji kraju wyniósł ok. 74,9%.

Zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu dystrybucyjnego gazowego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na okres nie krótszy niż 5 lat.

W 2025 r. obowiązywał, zatwierdzony w dniu 29 stycznia 2024 r. przez Prezesa URE, Plan rozwoju PSG sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024-2028.

⁹ Na mocy decyzji Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 25 kwietnia 2022 r. spółka Novatek Green Energy Sp. z o.o. wpisana została na listę osób i podmiotów objętych sankcjami zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego (Dz. U. z 2022 r. poz. 835).

W dniu 22 października 2025 r. Prezes URE uzgodnił przedłożony przez PSG sp. z o.o. Plan Rozwoju na lata 2026-2030. Plan ten w zakresie zadań związanych z rozwojem sieci dystrybucyjnej gazowej podzielony jest na następujące kierunki inwestowania:

- przyłączenie 117,9 tys. nowych odbiorców do dystrybucyjnej sieci gazowej,
- budowa 6,5 tys. km sieci dystrybucyjnej gazowej związanej z gazyfikacją nowych obszarów i przyłączeniami nowych odbiorców,
- budowa 1,7 tys. km sieci gazowej związanej z przyłączeniami nowych źródeł gazu,
- modernizacja 9,6 km istniejącej sieci dystrybucyjnej gazowej,
- budowa 203 nowych stacji gazowych oraz modernizacja 370 istniejących stacji gazowych,
- budowa 1 nowej stacji regazyfikacji LNG,
- wymiana 4,9 mln gazomierzy i układów pomiarowych,
- przyłączenie do sieci dystrybucyjnej łącznie 57 szt. źródeł gazowych z tego 54 biometanowni, 1 kopalnię gazu ziemnego oraz 2 ośrodki zbioru paliw gazowych.

Kluczowe inwestycje dystrybucyjne realizowane przez PSG sp. z o.o. związane z likwidacją istniejących ograniczeń na wejściu do systemu dystrybucyjnego gazowego oraz inwestycje umożliwiające dostawy paliw gazowych z terminalu LNG w Świnoujściu do jak największej grupy odbiorców końcowych, objęte są reżimem ustawy terminalowej.

Łącznie PSG sp. z o. o. w 2025 r. realizowała 15 inwestycji dystrybucyjnych wskazanych w ustawie terminalowej. Na koniec 2025 r. w fazie realizacji znajdowało się 11 inwestycji, w tym dla 5 inwestycji prowadzono roboty budowlane, a dla 1 inwestycji prowadzony był odbiór końcowy. W fazie projektowania znajdowały się 4 inwestycje.

Dodatkowo w celu zapewnienia wszystkim odbiorcom końcowym niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej oraz ciepła w katalogu inwestycji towarzyszących terminalowi LNG w Świnoujściu ujęto również inwestycje polegające na budowie przyłączy do największych odbiorców gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w jednostkach wytwórczych lub kogeneracyjnych (jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej).

W 2025 r. w obszarze dystrybucji (projekty z zakresu budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych paliw gazowych) w ramach zorganizowanego II naboru w programie FENIKS wsparcie przyznano dla 15 inwestycji na łączną kwotę 682,5 mln zł. Dodatkowo z uwagi na stan kłęski żywiołowej i uruchomienie dodatkowych środków w ramach tzw. koperty powodziowej, dofinansowano dwa projekty na kwotę 37,2 mln zł. W 2025 r. zakończony został także proces podpisywania umów wynikających z wcześniejszego I naboru, w ramach którego wsparciem objęto 11 inwestycji na kwotę 654,3 mln zł. Łącznie w ramach programu FENIKS wsparcie przyznano dla łącznie 28 inwestycji w sektorze dystrybucji na kwotę ponad 1,37 mld zł. Wsparcie finansowe z unijnego programu FENIKS umożliwi powstanie około 760 km sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego.

5.3. System magazynowania paliw gazowych

Gas Storage Poland sp. z o.o., na mocy decyzji Prezesa URE została wyznaczona operatorem systemu magazynowania na okres od dnia 1 stycznia 2025 r. do dnia 31 grudnia 2026 r. Właścicielem Gas Storage Poland sp. z o.o. jest OGP GAZ-SYSTEM S.A.¹⁰

W Polsce funkcjonuje siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego, współpracujących z gazowym systemem przesyłowym:

- magazyny w szcerpanych złożach gazu ziemnego: PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica oraz PMG Strachocina,
- magazyny w kawernach solnych: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Oprócz ww. magazynów gazu ziemnego wysokometanowego funkcjonują dwa magazyny gazu ziemnego zaazotowanego, zarządzane przez ORLEN S.A.: PMG Bonikowo i PMG Daszewo. Magazyny te służą do stabilizacji wydobycia gazu ziemnego zaazotowanego oraz rocznego bilansowania tego systemu.

OSM odpowiedzialny jest za zapewnienie funkcjonowania instalacji magazynowych, świadczenie usług magazynowania paliw gazowych oraz eksploatację, konserwację, remonty instalacji i urządzeń magazynowych. OSM oferuje usługi magazynowania, zarówno w formie pakietów, jak i usług rozdzielonych. Usługi magazynowania świadczone są przez OSM:

- w instalacji magazynowej PMG Wierzchowice,
- z wykorzystaniem dwóch grup instalacji magazynowych (GIM), tj.:
 - GIM Sanok obejmująca instalacje magazynowe: PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędz oraz PMG Brzeźnica,
 - GIM Kawerna obejmująca instalacje magazynowe: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Rysunek 12. Mapa rozmieszczenia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

¹⁰ W dniu 28 czerwca 2024 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. przejął od ORLEN S.A. 100% akcji Gas Storage Poland sp. z o.o. Decyzją Prezesa URE z 24 października 2024 r. spółka Gas Storage Poland sp. z o.o. została certyfikowanym operatorem systemu magazynowania paliw gazowych. Przyznanie certyfikatu było poprzedzone uzyskaniem opinii KE.

Gas Storage Poland sp. z o.o. stale modyfikuje zasady świadczenia usług oraz udostępniania pojemności i moce instalacji magazynowych, aby dostosować je do potrzeb uczestników rynku przy optymalnym wykorzystywaniu instalacji magazynowych.

5.3.1. Stan istniejącej infrastruktury magazynowej

Według stanu na koniec 2025 r. całkowita dostępna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła 37,3 TWh, co odpowiada ok. 16,2% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce w 2025 r. Natomiast pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego zaazotowanego wyniosła 2,09 TWh.

Tabela 6. Pojemności czynne podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 31 grudnia 2025 r.)

Instalacja magazynowa	Rodzaj	Pojemność czynna [GWh]	Max. moc załączania [GWh/d]	Max. moc odbioru [GWh/d]
KPMG Mogilno	kawerny solne	6 471,4	106,9	200,5
KPMG Kosakowo	kawerny solne	3 271,4	26,8	107,0
PMG Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	14 729,0	107,5	158,4
PMG Husów	złoże wyeksploatowane	5 650,0	46,7	64,6
PMG Strachocina	złoże wyeksploatowane	5 211,8	43,7	37,9
PMG Swarzów	złoże wyeksploatowane	844,5	11,2	10,7
PMG Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	1 126,0	16,2	16,1
Razem		37 304,1	358,9	595,2

Źródło: Gas Storage Poland sp. z o.o.

5.3.2. Planowane lub będące w budowie pojemności magazynowe

Podziemne magazyny gazu ziemnego pozostają istotnym elementem zapewnienia bezpiecznych dostaw paliw gazowych do odbiorców.

Zarówno dokument PEP 2040, jak i KPEiK zakładają rozbudowę pojemności magazynowych do minimum 43,8 TWh w perspektywie do 2030 r. Mając na względzie powyższe, ORLEN S.A. realizuje inwestycję w zakresie rozbudowy pojemności PMG Wierzchowice do poziomu ok. 23 TWh, tj. wzrost o ok. 8,8 TWh. Ukończenie inwestycji planowane jest do końca 2026 r., a oddanie nowych pojemności do użytkowania w 2027 r. Dodatkowo OGP GAZ-SYSTEM S.A. prowadzi inwestycje w zakresie rozbudowy krajowego systemu przesyłowego w zakresie eliminacji dotychczasowych ograniczeń mocy odbioru z magazynu KPMG Mogilno. Realizacja inwestycji umożliwi zwiększenie mocy odbioru z 18,0 mln m³/dobę do 28,8 mln m³/dobę. Ukończenie inwestycji planowane jest do końca 2026 r.

Operator systemu magazynowania, zgodnie z art. 16¹ ustawy – Prawo energetyczne, sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat. Plan ten aktualizowany jest co dwa lata. Plan rozwoju, zgodnie z art. 16¹ ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, powinien uwzględniać:

- miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego,
- politykę energetyczną państwa,
- plan działań zapobiegawczych opracowywany zgodnie z art. 15fa ust. 2 ww. ustawy,
- plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego, o którym mowa w art. 16 ust. 2 ww. ustawy.

Obowiązek sporządzenia przez OSM planu rozwoju oraz jego aktualizacji wprowadzony został na mocy ustawy z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 1723). Prezes URE 28 marca 2025 r. odmówił uzgodnienia planu rozwoju OSM na lata 2025-2034.

5.4. System skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego

Zgodnie z decyzjami Prezesa URE na koniec 2025 r. koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego posiadało sześć podmiotów – BARTER S.A., Duon Dystrybucja sp. z o.o., G.EN. Operator Sp. z o.o., OGP GAZ-SYSTEM S.A., PSG sp. z o.o. oraz Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz.

5.4.1. Stan istniejącej infrastruktury

5.4.1.1. Terminal LNG w Świnoujściu

Kluczową instalacją skroplonego gazu ziemnego pozostaje niezmiennie terminal LNG w Świnoujściu. Operatorem instalacji jest OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Terminal LNG w Świnoujściu stanowi jedną z największych i najważniejszych zrealizowanych na przestrzeni ostatnich lat inwestycji, mających na celu poprawę bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski, pozwalając na odbiór LNG dostarczanego drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. W 2025 r. zdolności regazyfikacyjne terminalu wzrosły do 91 TWh/rok. Terminal po zakończonej rozbudowie rozszerzył skalę oraz zakres usług i realizuje je w zakresie:

- rozładunku LNG z tankowców o pojemności od 120 000 m³ do 217 000 m³ LNG, dysponując dwoma niezależnymi nabrzeżami rozładunkowymi,
- regazyfikacji na poziomie zdolności technicznej 91 TWh/rok,
- procesowego składowania w trzech zbiornikach o łącznej pojemności 500 000 m³ LNG,
- przeładunku LNG na autocysterny i ISO-kontenery,
- załadunku LNG na statki małej, średniej i dużej skali,
- bunkrowania LNG.

Dostęp do zdolności terminalu w Świnoujściu został długoterminowo w całości zarezerwowany przez ORLEN S.A.

Większość LNG z terminalu w Świnoujściu, po regazyfikacji jest dostarczana do odbiorców poprzez sieć gazową. Niewielka część gazu w postaci skroplonej przeładowywana jest na przystosowane do transportu LNG autocysterny i ISO-kontenery, za pomocą których paliwo trafia m. in. do odbiorców niemających dostępu do sieci dystrybucyjnej przyłączonej do krajowego systemu przesyłowego. W 2025 r. w terminalu w Świnoujściu na autocysterny załadowano analogicznie jak w roku poprzednim, ok. 2,95 TWh LNG.

Grupa ORLEN poza rozbudową portfela importowego w zakresie dostaw LNG do terminalu LNG w Świnoujściu prowadzi również działania w zakresie zwiększenia własnej floty transportowej, gwarantującej elastyczność i stabilność transportu LNG oraz wzmacniającą pozycję konkurencyjną spółki na globalnym rynku LNG. W 2025 r. dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu realizowane były przy wykorzystaniu sześciu z łącznie ośmiu zamówionych gazowców floty GK ORLEN: „Lecha Kaczyńskiego”, „Grażyny Gęsickiej”, „Świętej Barbary”, „Ignacego Łukasiewicza”, „Józefa Piłsudskiego” i „Ignacego Paderewskiego” każdy o pojemności ok. 70 tys. ton LNG.

5.4.1.2. Stacje regazyfikacji LNG

W kraju funkcjonują stacje regazyfikacji LNG, służące do zasilania tzw. „wyspowych” systemów dystrybucyjnych, które nie posiadają połączenia z żadnym innym źródłem paliw gazowych lub posiadają takie połączenie, ale jest ono niewystarczające do pokrycia zapotrzebowania odbiorców przyłączonych do tej sieci.

W 2025 r. PSG sp. z o.o. poprzez wyspowe sieci gazowe zasilane przez stacje regazyfikacji LNG dostarczyła do odbiorców końcowych przyłączonych do tych sieci ok. 0,49 TWh paliw gazowych, co stanowi wzrost wolumenu dystrybucji LNG o ok. 8,9% w stosunku do 2024 r. Łączny wolumen dostarczonego przez PSG sp. z o.o. LNG w 2025 r. obejmuje również dostawy realizowane za pomocą stacji regazyfikacji objętej sankcjami firmy Novatek Green Energy sp. z o.o.

PSG sp. z o.o. na dzień 31 grudnia 2025 r. dysponowała 107 własnymi stacjami regazyfikacji LNG. W 2025 r. spółka oddała do eksploatacji jedną nową stację regazyfikacji LNG. Dodatkowo PSG sp. z o.o., na mocy decyzji Prezesa Rady Ministrów z dnia 29 kwietnia 2022 r. zobowiązana została, na podstawie art. 7a ustawy o zarządzaniu kryzysowym, do świadczenia usługi dystrybucji paliw gazowych z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG należących do Novatek Green Energy sp. z o.o., w 2025 r. było to 36 stacji regazyfikacji LNG.

5.4.1.3. Rozwój infrastruktury logistycznej w obszarze LNG

W 2025 r. ORLEN S.A. kontynuował działalność w zakresie wyłącznego użytkowania nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Umowa z litewskim KN Energies zawarta została do końca marca 2030 r. Działalność w Kłajpedzie umożliwia spółce dostęp do rynku LNG małej skali w rejonie Morza Bałtyckiego, jak również pozwala zwiększyć konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie LNG dostarczane jest cysternami. W 2025 r. GK ORLEN dysponowała również mocami regazyfikacyjnymi zarezerwowanymi w ramach długoterminowej umowy zawartej z KN Energies obowiązującej do 2030 r. Zarezerwowane moce umożliwiają regazyfikację 6,0 TWh/rok w okresie od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2032 r. Paliwa gazowe po regazyfikacji trafiają do odbiorców z krajów bałtyckich oraz na rynek krajowy poprzez uruchomione w 2022 r. połączenie międzysystemowe Polska-Litwa.

5.4.2. Planowane lub będące w budowie zdolności, w tym wykorzystanie środków UE

5.4.2.1. Terminal LNG w Świnoujściu

W 2025 r. przekazano do komercyjnego wykorzystywania rozbudowane zdolności i usługi terminalu LNG w Świnoujściu. Rozbudowa obejmowała:

- zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu do 91 TWh/rok – Projekt SCV;
- budowę drugiego nabrzeża dla statków, które umożliwia przyjmowanie i rozładunek zbiornikowców, załadunek LNG w tym załadunek jednostek bunkrujących LNG i usługę bunkrowania – Projekt Nabrzeże;
- budowę trzeciego zbiornika LNG o pojemności 180 tys m³ LNG wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami, który zwiększa elastyczność pracy instalacji terminalu oraz zapewnia optymalną zdolność procesową składowania LNG – Projekt Zbiornik.

Nadzór nad przygotowaniem i realizacją inwestycji w zakresie rozbudowy terminalu LNG, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, sprawował Pełnomocnik Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Inwestorem był OGP GAZ-SYSTEM S.A., przy czym Projekt Nabrzeże zrealizowany został wspólnie z Zarządem Morskich Portów Szczecin i Świnoujście.

Na potrzeby realizacji projektu *Rozszerzenie funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu*, uzyskano dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach POIiŚ 2014-2020 w wysokości 461 mln zł.

5.4.2.2. FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej

W kwietniu 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. dokonała wyboru generalnego wykonawcy dla części morskiej, czyli nabrzeża i gazociągu podmorskiego, w ramach realizacji tzw. pływającego terminalu LNG (ang. *floating storage and regasification unit* – FSRU) w rejonie Zatoki Gdańskiej. Natomiast w lipcu 2025 r. w koreańskiej stoczni Hyundai Heavy Industries w Ulsan rozpoczęto prace konstrukcyjne w zakresie jednostki pływającej. Jednocześnie przez cały 2025 r. w Polsce trwała budowa tzw. komponentu lądowego, czyli wszystkich odcinków gazociągów umożliwiających przesył paliw gazowych z Gdańska do centralnej Polski. Tym samym w 2025 r. prace konstrukcyjno-budowlane obejmowały już wszystkie komponenty programu inwestycyjnego. Terminal będzie posiadał funkcję magazynowania i regazyfikacji LNG. Zakończenie inwestycji planowane jest na I kwartał 2028 r.

Zakres Programu FSRU obejmuje:

- zamówienie i realizację jednostki pływającej o przepustowości do 66,9 TWh/rok w ramach umowy czarterowej;
- budowę stanowiska rozładunkowego (platforma cumownicza) ok. 3 km od linii brzegowej;
- budowę falochronu osłonowego;
- budowę gazociągu podmorskiego łączącego FSRU z miejscem lądowania o średnicy DN 1000 i o długości ok. 3 km;
- budowę gazociągu lądowego Kolnik-Gdańsk o średnicy DN 1000 i długości ok. 34 km;
- budowę gazociąg lądowego Kolnik-Gardeja-Gustorzyn o średnicy DN 1000 i długości ok. 216 km.

W 2025 r. ukończono działania, na które otrzymano dofinansowanie w wysokości ok. 19,6 mln EUR w ramach instrumentu *Łącząc Europę* (CEF Energy 2.0), tj. opracowanie specyfikacji technicznej i przeprowadzenie prac projektowych.

Na potrzeby realizacji prac budowlanych dotyczących lądowej części Programu FSRU, obejmującej budowę gazociągów Gdańsk-Kolnik-Gardeja-Gustorzyn, o łącznej długości ok. 250 km, w dniu 13 czerwca 2025 r. zawarto z Bankiem Gospodarstwa Krajowego umowę pożyczki finansowanej z Krajowego Programu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w kwocie 2,2 mld zł ze środków RePowerEU, w ramach *Instrumentu na rzecz Odbudowy i zwiększenia Odporności (Recovery and Resilience Facility – RFF)*.

5.4.2.3. Prace legislacyjne

W 2025 r. przedmiotem prac legislacyjnych był projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Projekt ustawy zakładał przeniesienie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego z przedsiębiorstw dokonujących przywozu gazu ziemnego (import i nabycie wewnątrzwspólnotowe) na RARS. W trakcie rozpatrywania projektu przez Sejm RP w projekcie ustawy zrezygnowano z przenoszenia obowiązku dotyczącego utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego z przedsiębiorstw dokonujących przywozu gazu ziemnego na RARS. Ponadto zmiany dotyczyły terminu dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do krajowego systemu przesyłowego oraz zmiany w zakresie zasad utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zagranicą. W dniu 5 sierpnia 2025 r. ustawa została przyjęta przez Sejm i przekazana Prezydentowi RP do podpisu, który odmówił podpisania ustawy.

Z uwagi na brak wejścia w życie ustawy konieczne było opracowanie rozwiązania przejściowego w celu zapewnienia ciągłości funkcjonowania krajowego systemu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz eliminacja ryzyka wystąpienia sytuacji, która zagrażałaby bezpieczeństwu energetycznemu. Kluczowym rozwiązaniem było przedłużenie możliwości świadczenia przez RARS tzw. usługi biletowej do dnia 30 września 2026 r. Obowiązujące wcześniej regulacje wygasły z dniem 1 października 2025 r. Przedmiotowa zmiana wprowadzona została do ustawy o zapasach ustawą z dnia 12 września 2025 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2025 r. poz. 1303).

W 2025 r. zmienione zostało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2025 poz. 1382). Rozporządzenie zostało zmienione rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 24 listopada 2025 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2025 poz. 1635). Celem nowelizacji było dostosowanie obowiązujących regulacji do zmieniających się potrzeb krajowego sektora energetycznego, związanych z rozwojem gazowych źródeł wytwórczych stanowiących istotny element transformacji energetycznej. Wprowadzona zmiana umożliwiła, podmiotom ubiegającym się o przyłączenie zarówno do sieci gazowej jak i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwa gazowe, uzgodnienie z operatorem systemu przesyłowego gazowego innego niż określone w pkt 1.6 rozporządzenia umiejscowienie nowego punktu wyjścia z systemu przesyłowego gazowego. Przyjęte rozwiązanie ma na celu

ograniczenie ryzyka związanego z realizacją liniowych inwestycji gazowych przez podmioty niewyspecjalizowane w tym zakresie. Ponadto, przyjęte rozwiązania mają pozytywny wpływ na terminowe uruchamianie nowych gazowych mocy wytwórczych oraz bezpieczeństwo i stabilną pracę krajowego systemu elektroenergetycznego, w warunkach rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii.

W 2025 r. do konsultacji publicznych skierowano projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer UD284 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów). Projekt ustawy zakłada zwiększenie poziomu obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego za pośrednictwem giełdy towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany. Zgodnie z projektem nowy poziom obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego wyniesie 85%, wobec 55% obecnie. Celem projektu jest budowa dojrzałego, płynnego i transparentnego rynku hurtowego gazu ziemnego w Polsce.

6. Środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

- W 2025 r. krajowy system gazowy działał bez zakłóceń, a wszystkie systemy gazowe (w całym łańcuchu dostaw: wydobywanie, przesył, dystrybucja, regazyfikacja, magazynowanie, obrót) pracowały stabilnie.
- Dostawy paliw gazowych do odbiorców realizowane były bez przerw, zgodnie z zapotrzebowaniem odbiorców.
- Nie zaistniała potrzeba podejmowania działań zaradczych, tj. wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego lub uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Było to możliwe dzięki konsekwentnie prowadzonym na przestrzeni ostatnich lat działaniom dywersyfikacyjnym wzmacniającym bezpieczeństwo i niezawodność dostaw paliw gazowych do krajowych odbiorców.
- Podziemne magazyny gazu ziemnego na początek sezonu zimowego 2025/2026 wypełnione były w 96%.

6.1. Procedury postępowania w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego bądź nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania

W przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny, przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego zobowiązane są do podjęcia środków w celu zapewnienia dostaw gazu ziemnego do swoich odbiorców, w szczególności należącym do kategorii odbiorców chronionych. W 2025 r. odbiorcy chronieni zużyli ok. 74,6 TWh paliw gazowych.

W tym celu, zgodnie z art. 49 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane posiadać procedury postępowania mające zastosowanie w przypadku:

- 1) wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
- 2) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

Procedury postępowania, powinny określać w szczególności sposób:

- 1) uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków,
- 2) zmniejszania poboru gazu ziemnego przez odbiorców, niebędące ograniczeniami zgodnie z zawartymi umowami.

Procedury postępowania uzgadniane są z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych, a następnie przekazywane OSP. Procedury te powinny zawierać kompleksowy opis dostępnych środków rynkowych, które przedsiębiorstwa energetyczne podejmą w celu przeciwdziałanie zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach.

W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych mają pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłóceń w dostawach paliw gazowych. Do mechanizmów rynkowych zalicza się uruchomienie dodatkowych umów sprzedaży oraz dostaw pochodzących z zapasów handlowych. Utrzymywane w PMG zapasy handlowe umożliwiają bilansowanie systemu gazowego i zaspokajanie sezonowych nierównomierności w poborze gazu ziemnego. Pozwalają również na zapewnienie dostaw w sytuacji wystąpienia awarii lub krótkotrwałych przerw w dostawach gazu ziemnego z importu. Ponadto gaz ziemny odbierany z systemu magazynowego może służyć do pokrycia długotrwałego, zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach jesienno-zimowych.

W sytuacji, gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe w celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego, a dostawy gazu ziemnego są niewystarczające, w szczególności na potrzeby odbiorców chronionych, możliwe jest wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, do których zalicza się wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego oraz uruchomienie zapasów obowiązkowych.

6.2. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego polegają na czasowym ograniczeniu, na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów, maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego na terytorium RP lub jego części. Ten wyjątkowy środek zaradczy wykorzystany został ostatnio w 2009 r. OSP wprowadził wówczas jedynie najniższy, 1 stopień zasilania, który nie skutkował faktycznymi ograniczeniami w poborze gazu ziemnego. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego wprowadzane są zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, których

obowiązek opracowywania przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, operatorów systemów połączonych lub przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów wynika z art. 58 ustawy o zapasach. Plany te określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Operatorzy informują odbiorców o ustalonej w planie indywidualnej maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego. Wielkości te stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych.

Przepisy rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. poz. 549), zapewniają gwarancję dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych, tj. gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i instytucji świadczących kluczowe usługi społeczne, niezależnie od sytuacji panującej na rynku. Dodatkowo, ograniczenia służą optymalizacji pracy sieci gazowej w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach paliw gazowych do kraju.

6.3. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

W przypadku, gdy zastosowane w celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego środki rynkowe okażą się niewystarczające i nadal zagrożony jest stan bezpieczeństwa gazowego państwa, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych zgłasza ministrowi właściwemu do spraw gospodarki surowcami energetycznymi potrzebę wykorzystania środków nierynkowych, do których w Polsce zalicza się, oprócz wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, również uruchomienie zapasów obowiązkowych.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. W okresie od dnia 1 października 2024 r. do dnia 30 września 2025 r. termin 40 dni na dostarczenie całkowitej ilości zapasów obowiązkowych do systemu gazowego był wydłużony do 50 dni¹¹. Wydłużenie terminu na dostarczenie zapasów obowiązkowych do systemu gazowego podyktowane było panującą sytuacją geopolityczną związaną z inwazją Rosji na Ukrainę, która zwiększała ryzyko nieprzewidzianych przerw w dostawach paliw gazowych, tym samym niezbędne było wzmocnienie systemu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych poprzez przyjęcie rozwiązań zwiększających elastyczność systemu zapasów obowiązkowych. W 2025 r. przyjęta została ustawa o zmianie ustawy o zapasach¹², przedłużała obowiązywanie rozwiązania na kolejny rok, tj. do dnia 30 września 2026 r. Ze względu na brak aprobaty Prezydenta RP dla tej ustawy proponowane zmiany nie weszły w życie.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane w instalacjach zlokalizowanych na terytorium RP, a także na terytorium innego państwa członkowskiego UE lub państwa członkowskiego EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

¹¹ Na podstawie art. 13 pkt 2 ustawy z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego (Dz. U z 2024 r. poz. 859).

¹² Ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 roku o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw.

Zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach zapasy obowiązkowe gazu ziemnego są utrzymywane przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, niezależnie od wielkości i celu zrealizowanego przywozu.

Zgodnie z art. 26 ustawy o zapasach minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi dysponuje zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego, które mogą zostać uruchomione w drodze decyzji, na wniosek operatora systemu przesyłowego. O fakcie uruchomienia zapasów obowiązkowych minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi informuje niezwłocznie KE, a w przypadku, gdy zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są poza terytorium RP – właściwe państwa członkowskie UE oraz państwa członkowskie EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

W okresie od dnia 1 października 2024 r. do dnia 30 września 2025 r. wolumen zapasów obowiązkowych, utrzymywanych przez 17 podmiotów, wyniósł 13,5 TWh. Zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana była na terytorium RP, jedynie dwa podmioty utrzymywały zapasy obowiązkowe poza terytorium kraju w łącznej ilości 83,0 GWh, co stanowiło jedynie ok. 0,6% całkowitej ich wielkości.

W drugiej części okresu objętego sprawozdaniem, tj. od dnia 1 października 2025 r. (do dnia 30 września 2026 r.), do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zgodnie z decyzjami Prezesa URE, zobowiązane zostały 22 podmioty, które utrzymują zapasy obowiązkowe w łącznej ilości 15,1 TWh. Podobnie jak w poprzednim sezonie zimowym, zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana jest wciąż na terytorium RP. Poza granicami kraju zapasy obowiązkowe utrzymywane są w wielkości 1,5 TWh, co stanowi ok. 10% całkowitej ich wielkości. Zapasy obowiązkowe poza granicami kraju utrzymywane są przez trzy podmioty. W stosunku do sezonu poprzedniego, wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zwiększyła się o ok. 12%. Powyższe wynika ze wzrostu dokonanego przywozu gazu ziemnego w okresie stanowiącym podstawę wyliczenia poziomu zapasów obowiązkowych. W związku ze wzrostem wolumenu zapasów obowiązkowych utrzymywanych w sezonie 2025/2026 oraz powrotem do 40 dniowego okresu dostarczania zapasów obowiązkowych przedsiębiorstwa energetyczne od dnia 1 października 2025 r. nie miały możliwości lokowania większej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium RP.

W 2025 r. nie było konieczności uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Zapasy obowiązkowe utrzymywane są w krajowych instalacjach magazynowych na podstawie umów zawartych bezpośrednio z Gas Storage Poland sp. z o.o. oraz na podstawie usługi biletowej świadczonej przez RARS i ORLEN S.A. Ze względu na znaczenie zapasów obowiązkowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do odbiorców końcowych minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi, na mocy ustawy o zapasach, wyposażony został w narzędzia umożliwiające monitorowanie przedsiębiorstw energetycznych w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. W ramach prowadzonego monitoringu minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi zbiera informacje o:

- rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na dzień 15 września danego roku, zgodnie z art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach,

- działaniach podjętych w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia poprzedniego roku, w celu zapewnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, zgodnie z art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach.

Konieczne jest również stałe monitorowanie przez Prezesa URE wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych i odpowiednia polityka sankcyjna w przypadku prób omijania obowiązku ustawowego. Z obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych kończącego się w dniu 30 września 2025 r. wywiązały się wszystkie zobowiązane do tego podmioty. Z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych na dzień 1 października 2025 r. także wywiązały się wszystkie zobowiązane do tego podmioty. W 2025 r. Prezes URE prowadził wobec jednego podmiotu postępowanie w sprawie stwierdzonych nieprawidłowości w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych polegających na:

- a) niedopełnieniu, zgodnie z art. 25 ust. 6 pkt 1 ustawy o zapasach, obowiązku poinformowania Prezesa URE o zamiarze rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego najpóźniej na 30 dni przed dniem rozpoczęcia tego przywozu,
- b) niedopełnieniu, zgodnie z art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w wymaganym okresie,
- c) niedopełnieniu, zgodnie z art. 24a ust. 3 ustawy o zapasach, obowiązku wykorzystywania zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium RP do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej wyłącznie na te potrzeby.

6.4. Wykonanie rozporządzenia 2017/1938

W 2025 r. organem właściwym w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 był minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi do dnia 23 lipca 2025 r. wykonywał Minister Przemysłu, natomiast od dnia 24 lipca 2025 r. organem właściwym jest Minister Energii.

Zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia 2017/1938, w 2025 r. analogicznie jak to miało miejsce w 2024 r., Polska była członkiem łącznie pięciu grup ryzyka – trzech grup ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego ze Wschodu (ukraińskiej grupy ryzyka, białoruskiej grupy ryzyka i północno-wschodniej grupy ryzyka) oraz dwóch grup ryzyka ze względu na dostawy gazu z Morza Północnego (norweskiej grupy ryzyka i duńskiej grupy ryzyka).

W 2025 r. przez Komisję Europejską były prowadzone prace nad zmianą grup ryzyka w zakresie zmiany liczby i składu poszczególnych grup ryzyka. Celem zmian było dostosowanie grup ryzyka do obecnie panującej sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego w zakresie bezpieczeństwa dostaw. Zmiana liczby i składu poszczególnych grup ryzyka została wprowadzona rozporządzeniem Delegowanym Komisji (UE) 2026/146 z dnia 22 stycznia 2026 r. zmieniającym rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 w odniesieniu do składu grup ryzyka. Tym samym Polska przypisana została do następujących grup ryzyka: grupy ryzyka dla dostaw LNG (do której oprócz Polski należą:

Belgia, Bułgaria, Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Irlandia, Grecja, Hiszpania, Francja, Chorwacja, Włochy, Cypr, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Węgry, Malta, Niderlandy, Austria, Portugalia, Rumunia, Słowenia, Słowacja, Finlandia, Szwecja) oraz do grupy ryzyka dla dostaw gazu z Morza Północnego (do której oprócz Polski należą: Belgia, Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Irlandia, Francja, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Niderlandy, Austria, Finlandia, Szwecja).

W 2025 r. obowiązywały, przyjęte w 2023 r. dokumenty przygotowane na podstawie rozporządzenia 2017/1938, tj.: *Ocena ryzyka*, zarówno na poziomie krajowym, jak i regionalnym, a także *Plan działań zapobiegawczych* oraz *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*.

W Krajowej Ocenie ryzyka zidentyfikowane zostały, w oparciu o zdarzenia przeszłe, jak i możliwe do wystąpienia, najpoważniejsze zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do kraju.

Identyfikacja w Ocenie ryzyka zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do krajowych odbiorców oraz identyfikacja potencjalnych wrażliwych elementów systemu, najbardziej narażonych na zakłócenia w dostawach, umożliwiła określenie na poziomie *Planu działań zapobiegawczych* działań naprawczych, które powinny zostać podjęte w perspektywie najbliższych lat, aby wyeliminować ryzyko wystąpienia zakłóceń bądź ograniczenia skutków takich zakłóceń w dostawach. Środki te, poprzez umożliwienie dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw, rozwój infrastruktury przesyłowej na połączeniach transgranicznych oraz zwiększenie stopnia integracji regionalnych rynków gazu ziemnego, zwiększą stopień bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski.

Komplet dokumentów planistycznych z zakresu bezpieczeństwa zamyka *Plan na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*, w którym określone zostały środki, procedury i działania, jakie powinny zostać podjęte w celu usunięcia lub ograniczenia skutków zakłóceń w dostawach paliw gazowych.

Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są do przekazywania do ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi kwartalnych sprawozdań z realizacji najważniejszych inwestycji infrastrukturalnych wskazanych w *Planie działań zapobiegawczych*.

6.5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw

Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2025 r. wystąpiło w dniu 17 lutego i wyniosło ok. 906 GWh/dobę. Natomiast w sezonie zimowym 2025/2026, w dniu 2 lutego 2026 r., odnotowano rekordowe dobowe zużycie gazu ziemnego, które osiągnęło poziom ok. 1,1 TWh. Przed styczniem 2026 r. rekord dobowego zużycia wystąpił w dniu 18 stycznia 2021 r. i wyniósł ok. 960 GWh/dobę.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, w dniu 1 października 2025 r., podziemne magazyny gazu ziemnego były wypełnione w 95,6%.

Na dzień 31 grudnia 2025 r. stan zatłoczenia PMG wyniósł 80% gwarantując ciągłość dostaw do odbiorców końcowych w przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania.

Wysokie zatłoczenie PMG gwarantowało zapewnienie ciągłych dostaw do odbiorców, a system przesyłowy był przygotowany do sezonu zimowego i działał bez zakłóceń. W 2025 r.

nie istniała potrzeba wprowadzenia działań nadzwyczajnych, tj. uruchamiania środków o charakterze nierynkowym. W 2025 r. do ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi nie wpłynął żaden wniosek o uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ani o wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Dostawy paliw gazowych realizowane były w szczególności poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz terminal LNG w Świnoujściu. W 2025 r. nie realizowano dostaw paliw gazowych z Rosji.

Tabela 7. Stan napełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego na dzień 1 października 2025 r., 31 grudnia 2025 r. i 31 marca 2026 r.

Instalacja magazynowa	Rodzaj	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 1.10.2025 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.12.2025 r.	% napełnienia pojemności czynnej na dzień 31.03.2026 r.
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	97,5%	80,9%	30,1%
Mogilno	kawerny solne	90,7%	85,9%	93,6%
Husów	złoże wyeksploatowane	96,9%	80,0%	22,9%
Strachocina	złoże wyeksploatowane	100,0%	69,8%	23,9%
Swarzów	złoże wyeksploatowane	100,0%	43,6%	10,4%
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	100,0%	64,3%	30,2%
Kosakowo	kawerny solne	85,6%	95,4%	77,0%
RAZEM		95,6%	80,0%	43,0%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Energii na podstawie danych OGP GAZ-SYSTEM S.A.

7. Zagrożenia zewnętrzne wpływające na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski

- W 2025 r. wyzwaniem stojącym przed państwami członkowskimi UE pozostawało zagwarantowanie stabilnych dostaw paliw gazowych przy jednoczesnym utrzymaniu cen na społecznie akceptowalnym poziomie.
- Kluczowym wydarzeniem było zakończenie obowiązywania kontraktu tranzytowego na dostawy rosyjskich paliw gazowych do państw UE przez terytorium Ukrainy. Wygaśnięcie kontraktu nie spowodowało zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego w UE.
- Podejmowane przez Polskę działania na forum UE, w trakcie pełnienia przewodnictwa w Radzie Unii Europejskiej (tzw. prezydencji) w pierwszym półroczu 2025 r. wspierały bezpieczeństwo energetyczne państw członkowskich i wpływały na dalsze ograniczenie rosyjskich wpływów na europejski rynek paliw gazowych.
- W dniu 24 czerwca 2025 r. uzgodniono brzmienie przepisów, które przedłużały obowiązek magazynowania gazu ziemnego w państwach członkowskich do dnia 31 grudnia 2027 r. Całość procesu negocjacyjnego przypadła na okres trwania polskiej prezydencji.
- W trakcie trwania Polskiej Prezydencji w Radzie UE opublikowano projekt rozporządzenia REPowerEU, którego celem jest stopniowe zakończenie dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do UE. W grudniu 2025 r. Rada UE i Parlament Europejski wypracowały porozumienie w sprawie tego rozporządzenia.
- Dzięki podjętym działaniom i stałemu monitorowaniu sytuacji na europejskim rynku gazu ziemnego trwająca agresja zbrojna Rosji na Ukrainę nie stanowi zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw w skali UE i możliwe jest dalsze ograniczanie dostaw rosyjskich paliw gazowych do Europy.

Pomimo utrzymującej się w 2025 r. w Europie sytuacji geopolitycznej związanej z wojną na Ukrainie, a w szczególności wygaśnięcia kontraktu tranzytowego na dostawy rosyjskich paliw gazowych przez terytorium Ukrainy, krajowy system gazowy, pozostając całkowicie niezależnym od rosyjskich dostaw, funkcjonował bez zakłóceń. Co więcej skala dostaw paliw gazowych z Polski w kierunku Ukrainy znacząco wzrosła, stając się istotnym czynnikiem wspierającym rozwój krajowych przedsiębiorstw gazowych.

Funkcjonująca w kraju infrastruktura gazowa oraz zawarte kontrakty handlowe w pełni zabezpieczyły dostawy paliw gazowych do krajowych odbiorców. Całkowita rezygnacja z dostaw rosyjskich paliw gazowych nie powodowała zakłóceń dostaw surowca do krajowych odbiorców. W 2025 r. dostawy paliw gazowych do kraju realizowane były w szczególności poprzez gazociąg Baltic Pipe oraz poprzez terminal LNG w Świnoujściu.

Udostępnienie w styczniu 2025 r. wszystkich funkcjonalności po rozbudowie terminalu LNG w Świnoujściu, w tym mocy regazyfikacyjnych zwiększonych do poziomu 91 TWh/rok doprowadziło do dalszego wzmocnienia odporności krajowego systemu gazowego na ewentualne zakłócenia w dostawach. Dodatkowo realizowano inwestycję w budowę nowego terminalu LNG w Zatoce Gdańskiej (tzw. FSRU), który zapewni dodatkowe dostawy LNG do kraju na poziomie min. 66,9 TWh/rok. Ponadto OGP GAZ-SYSTEM S.A. w dniu 1 września 2025 r. rozpoczął formalne konsultacje z uczestnikami rynku gazu w sprawie możliwości dalszego zwiększenia zdolności regazyfikacyjnych w wyniku uruchomienia drugiej jednostki FSRU (FSRU 2) o planowanych zdolnościach regazyfikacyjne na poziomie 49,4 TWh/rok. Badanie rynku zakończono w dniu 30 września, a wyniki opublikowano w dniu 20 października 2025 r. Przeprowadzone konsultacje potwierdziły potencjalne zainteresowanie dodatkowymi mocami regazyfikacyjnymi w Polsce. Umożliwiło to podjęcie prac nad uruchomieniem procedury Open Season w 2026 r., w celu potwierdzenia realnego zapotrzebowania w wyniku składania wiążących zamówień na usługi regazyfikacji.