

Plan Działań Zapobiegawczych

opracowany na podstawie art. 8 ust 2 lit. a rozporządzenia *Parlamentu Europejskiego i Rady UE* Nr 2017/1938 z 25 października 2017 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) 994/2010

Warszawa, 2023 r.

Spis treści

PODSUMOWANIE I WNIOSKI	4
WSTĘP	6
1. OPIS SYSTEMU	7
1.1. OPIS REGIONALNEGO SYSTEMU GAZOWEGO	7
1.1.1. Regionalna grupa ryzyka – Białoruś	7
1.1.2. Regionalna grupa ryzyka – Ukraina	10
1.1.3. Regionalna grupa ryzyka – północny wschód	10
1.1.4. Regionalna grupa ryzyka – Norwegia	11
1.1.5. Regionalna grupa ryzyka – Dania	12
1.2. OPIS KRAJOWEGO SYSTEMU GAZOWEGO – POLSKA	12
1.2.1. Krajowe zużycie gazu ziemnego oraz struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych	12
1.2.2. Charakterystyka krajowego systemu gazowego	13
1.2.3. Infrastruktura gazowa kluczowa dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego	20
1.2.4. Struktura importu gazu ziemnego	20
1.2.5. System magazynowania gazu ziemnego	21
1.2.6. Krajowe wydobycie gazu ziemnego	22
1.2.7. Wykorzystanie gazu ziemnego przy produkcji energii elektrycznej	24
1.2.8. Rola środków na rzecz efektywności energetycznej	25
2. STRESZCZENIE OCENY RYZYKA	26
2.1. WSPÓLNA OCENA RYZYKA	26
2.2. KRAJOWA OCENA RYZYKA	27
3. STANDARD W ZAKRESIE INFRASTRUKTURY	28
3.1. WSKAŹNIK N-1 NA SZCZEBLU KRAJOWYM	29
3.1.1. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego	29
3.1.2. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu zaazotanego	30
3.1.3. System gazu ziemnego Ls	30
3.2. ZDOLNOŚĆ PRZEPŁYWU W OBU KIERUNKACH	31
4. ZGODNOŚĆ ZE STANDARDEM W ZAKRESIE DOSTAW	33
5. ŚRODKI ZAPOBIEGAWCZE	38
5.1. ŚRODKI RYNKOWE	38
5.2. ŚRODKI NIERYNKOWE	39
6. INNE ŚRODKI I OBOWIĄZKI W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA FUNKCJONOWANIA SYSTEMU	42
6.1. ROLA OPERATORÓW W ZAPEWNIENIU BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW GAZU ZIEMNEGO	42
6.2. ZADANIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH W ZAPEWNIENIU BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW GAZU ZIEMNEGO	43
7. PROJEKTY INFRASTRUKTURALNE	45
8. OBOWIĄZKI ŚWIADCZENIA USŁUG UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ ZWIĄZANE Z BEZPIECZEŃSTWEM DOSTAW	49
8.1. USTAWA – PRAWO ENERGETYCZNE	49
8.2. USTAWA O ZAPASACH	50
9. KONSULTACJE Z ZAINTERESOWANYMI STRONAMI	52
10. WYMIAR REGIONALNY – GRUPY RYZYKA	53
10.1. ŚRODKI PRZYJMOWANE W POSZCZEGÓLNYCH STANACH KRYZYSOWYCH	53
10.2. WSPÓŁPRACA W RAMACH GRUP RYZYKA	55
10.2.1. Mechanizmy współpracy	56
11. SPRAWOZDAWCZOŚĆ	57

Skróty używane w tekście:

EFTA	- Europejskie Porozumienie o Wolnym Handlu
GIM	- grupa instalacji magazynowych
KE	- Komisja Europejska
KPMG	- kawernowy podziemny magazyn gazu
LNG	- skroplony gaz ziemny (<i>Liquefied Natural Gas</i>)
OGP Gaz-System S.A.	- Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSM	- operator systemu magazynowania
OSP	- operator systemu przesyłowego gazowego
OSD	- operator systemu dystrybucyjnego gazowego
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (obecnie Orlen S.A.) ¹
PMG	- podziemny magazyn gazu
Prezes URE	- Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSG sp. z o.o.	- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
PWP	- Punkt Wzajemnego Połączenia
rozporządzenie 994/2010	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE
rozporządzenie 2017/1938	- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenia (UE) nr 994/2010
RP	- Rzeczpospolita Polska
SGT	- system gazociągów tranzytowych
SGT EuRoPol GAZ S.A.	- System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
UE	- Unia Europejska
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

¹ W dniu 2 listopada 2022 r. do Krajowego Rejestru Sądowego wpisano połączenie spółki PGNiG S.A. z PKN Orlen S.A. – mając na względzie, że połączenie spółek PGNiG S.A. i PKN Orlen S.A. nastąpiło w IV kw. 2022 r. w niniejszym dokumencie działania prowadzone przez przejętą spółkę prezentowana będzie jeszcze pod nazwą PGNiG S.A.

Podsumowanie i wnioski

Plan działań zapobiegawczych określa środki mające na celu usunięcie lub złagodzenie ryzyka i zagrożeń w dostawach gazu ziemnego wysokometanowego. Plan charakteryzuje również zdolności Polski do dostarczania gazu ziemnego zgodnie ze standardami określonymi w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. *dotyczącym środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenia (UE) nr 994/2010* (tj. standardem w zakresie infrastruktury oraz standardem w zakresie dostaw).

Standard w zakresie infrastruktury, określane przez tzw. wskaźnik N-1, opisuje zdolność techniczną infrastruktury gazowej do zaspokojenia całkowitego zapotrzebowania na gaz ziemny na analizowanym obszarze, w przypadku zakłóceń w funkcjonowaniu największego pojedynczego elementu tej infrastruktury, w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania, występującym statystycznie raz na 20 lat. Wskaźnik N-1 obliczony dla Polski, przy założeniu awarii największego pojedynczego elementu infrastruktury w systemie przesyłowym, wynosi 143,8%. Przekroczenie przez wskaźnik N-1 wartości powyżej 100% oznacza, że istniejąca infrastruktura gazowa pozwala na zabezpieczenie dostaw na potrzeby odbiorców nawet w przypadku awarii jej największego elementu.

Ilość gazu ziemnego potrzebnego do zapewnienia zgodności ze standardem w zakresie dostaw do odbiorców należących do grupy odbiorców chronionych, w czasie 30 dni nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny, z prawdopodobieństwem wystąpienia raz na 20 lat, wynosi ok. 1 226,8 mln m³ (13 387,5 GWh).

Z uwagi na zasilanie systemu gazu zaazotowanego wyłącznie z krajowych źródeł (kopalni gazu) oraz rozproszony charakter wydobycia, ciągłość dostarczania gazu ziemnego do odbiorców przyłączonych do tego systemu obarczona jest dużo mniejszym ryzykiem niż ma to miejsce w przypadku systemu gazu ziemnego wysokometanowego. Część ryzyk istotnych dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego nie może zostać uznana za zagrażające tej części rynku. Drobne awarie występujące na instalacjach eksploatacyjnych i technicznych skutkujące zakłóceniami w dostawach gazu z poszczególnych obiektów są kompensowane przez gaz zaazotowany pochodzący z akumulacji w gazociągach bądź przez zwiększanie dostaw z innych źródeł.

Ze względu na istotną rolę państw członkowskich poszczególnych grup ryzyka w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, w niniejszym dokumencie wskazano również najważniejsze elementy współpracy regionalnej. Ponadto w planie zawarto opis mechanizmów stosowanych do celów współpracy pomiędzy państwami członkowskimi w odpowiednich grupach ryzyka. Polska należy do pięciu regionalnych grup ryzyka, którymi są:

- regionalna białoruska grupa ryzyka - państwa członkowskie należące do grupy: Belgia, Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Holandia, Polska, Słowacja, Finlandia, Szwecja;

- regionalna ukraińska grupa ryzyka – państwa członkowskie należące do grupy: Austria, Bułgaria, Chorwacja, Czechy, Dania, Niemcy, Grecja, Węgry, Włochy, Luksemburg, Polska, Rumunia, Słowenia, Słowacja, Szwecja;
- regionalna północno-wschodnia grupa ryzyka – państwa członkowskie należące do grupy: Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Polska, Słowacja, Finlandia, Szwecja;
- regionalna norweska grupa ryzyka – państwa członkowskie należące do grupy: Belgia, Dania, Niemcy, Irlandia, Hiszpania, Francja, Włochy, Luksemburg, Holandia, Polska, Portugalia, Szwecja;
- regionalna duńska grupa ryzyka – państwa członkowskie należące do grupy: Dania, Niemcy, Luksemburg, Holandia, Polska, Szwecja.

W ocenie Ministra Klimatu i Środowiska prowadzona integracja polskiego systemu gazowego z systemami państw członkowskich poszczególnych grup ryzyka pozwoliła na uzyskanie przez przedsiębiorstwa działające na terytorium Polski dostępu do rozwiniętych i zdywersyfikowanych rynków gazu ziemnego oraz elastyczności systemu bezpieczeństwa w przypadku realizacji scenariuszy kryzysowych. W tym zakresie istotne znaczenie miało przekazanie do użytkowania dwukierunkowych połączeń międzysystemowych: Polska – Słowacja, Polska – Litwa, Polska – Dania (Baltic Pipe), a także rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu. Działania te, poprzez dalszą integrację polskiego systemu gazowego z systemami innych państw członkowskich UE oraz zapewnienie większego poziomu dywersyfikacji źródeł dostaw, przyczynią się do zwiększenia możliwości eliminacji skutków ewentualnego wystąpienia zakłóceń w dostawach.

Oprócz realizacji ww. projektów dywersyfikacyjnych i integracyjnych, OSP prowadzi również działania w zakresie rozbudowy krajowego systemu gazowego, co przyczyni się do zapewnienia rozptyłów gazu ziemnego z nowych i rozbudowanych punktów wejścia do krajowej sieci gazowej. Obok projektów realizowanych przez OSP, na terenie kraju jest kontynuowany program OSD dotyczący przyłączania do sieci gazowej nowych odbiorców poprzez budowę sieci dystrybucyjnych na terenach niezgazyfikowanych.

Realizacja ww. projektów i programów, stanowiących działania zapobiegawcze pozwoli na:

- dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw,
- dalszą liberalizację rynku gazu ziemnego,
- rozwój infrastruktury przesyłowej na połączeniach transgranicznych,
- zwiększenie stopnia integracji regionalnych rynków gazu ziemnego,
- zwiększenie stopnia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Wstęp

Minister właściwy do spraw energii sprawuje nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym kraju, w tym bezpieczeństwem dostaw energii, surowców energetycznych i paliw.

Od dnia 6 października 2020 r. zadania ministra właściwego do spraw energii wykonuje Minister Klimatu i Środowiska – zgodnie z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie *szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska* (Dz. U. z 2021 poz. 1949).

Minister właściwy do spraw energii, na podstawie art. 15fa ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 1997 r. nr 54 poz. 348, dalej jako: ustawa – Prawo energetyczne), działa jako organ właściwy w rozumieniu *rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) 994/2010* (dalej jako: rozporządzenie 2017/1938). Jednym z zadań związanych z realizacją tej roli jest opracowanie, zgodnie z art. 15fa ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, planu działań zapobiegawczych związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski.

1. Opis systemu

1.1. Opis regionalnego systemu gazowego

1.1.1. Regionalna grupa ryzyka – Białoruś

Do regionalnej białoruskiej grupy ryzyka, ze względu na (historyczne) dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego, należą: Belgia, Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Finlandia, Holandia, Polska, Słowacja i Szwecja.

Przeprowadzone analizy wskazują, że całkowite zużycie gazu ziemnego w analizowanych latach wzrosło we wszystkich państwach członkowskich wchodzących w skład tej grupy ryzyka. W 2017 r. zużycie to wyniosło 185,6 mld m³ (2 036,00 TWh), natomiast w 2021 r. 191,57 mld m³ (2 101,49 TWh). Największe zużycie gazu ziemnego w tej grupie ryzyka, zarówno w 2017 r., jak i w 2021 r. odnotowano w Niemczech (90,72 mld m³, tj. 995,17 TWh), a najmniejsze w Estonii (0,44 mld m³, tj. 4,87 TWh).

Łączne gazociągowe zdolności wszystkich zewnętrznych punktów wejścia do systemów gazowych państw członkowskich należących do grupy ryzyka wynoszą 907,9 mln m³/dobę (9 959,9 GWh/dobę), w tym największego, zlokalizowanego na granicy Słowacji i Ukrainy: Uzhgorod-Velke Kapusany – 174,44 mln m³/dobę (1 913,6 GWh/dobę). Łączne zdolności wszystkich punktów wejścia do systemów gazowych grupy z wyłączeniem punktów wejścia z Rosji i Białorusi wynoszą 650,5 mln m³/dobę (7 136 GWh/dobę).

Terminale LNG w białoruskiej grupie ryzyka funkcjonują w Belgii, Niemczech, Litwie, Holandii i w Polsce. Finlandia oraz Estonia współdzielą terminal FSRU LNG, który w sezonie zimowym jest wykorzystywany do pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny w Finlandii, natomiast w sezonie letnim jest używany do wypełnienia magazynu gazu ziemnego Inčukalns na Łotwie. Całkowita zdolność regazyfikacyjna wszystkich terminali w sezonie 2021/2022 wyniosła 146,0 mln m³/dobę (1 601,9 GWh/dobę), a w skali roku – 53,3 mld m³ (584,7 TWh). W 2023 r. funkcjonowanie rozpoczął również terminal w Wilhelmshaven w Niemczech, co wraz z planowanym terminalem Skulte w Łotwie powinno zwiększyć zdolność regazyfikacyjną terminali LNG w białoruskiej grupie ryzyka do 195,1 mln m³/dobę (2 140,9 TWh), a w skali roku 71,2 mld m³ (781,4 TWh). Poziom rocznego wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych terminali w poszczególnych państwach członkowskich wynosił między 68,2% a 91,7%, natomiast najwyższe dzienne wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych wynosiło między 97% a 120,4%.

Tabela 1. Zdolności techniczne terminali LNG w poszczególnych państwach członkowskich

		2022 r.
Zeebrugge (BE)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	540,9
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	3,77
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	61%
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	97%
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	83%
	Zasady dostępu	regulowane
Wilhelmshaven (DE)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	359,4
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	1,73
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	
	Zasady dostępu	
Brunsbuettel Hafen (DE)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	180,0
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	
	Zasady dostępu	
Klaipeda (LT)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	122,4
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	1,10
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	68,2%
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	98,9%
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	97,1%
	Zasady dostępu	regulowane
Skulte (LV)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	179,7
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	
	Zasady dostępu	regulowane

Gate (NL)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	482,9
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	3,57
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	91,7%
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	99,6%
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	98,4%
	Zasady dostępu	regulowane
EemsEnergyTerminal (NL)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	228,3
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	1,03
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	83,6%
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	100,0%
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	90,1%
	Zasady dostępu	
Świnoujście (PL)	Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG (GWh/d)	227,3
	Pojemność zdolności magazynowych LNG [TWh]	2,12
	Średni roczny stopień wykorzystania [%]	78,7%
	Maksymalny poziom dziennego wykorzystania [%]	120,4%
	Maksymalny poziom tygodniowego wykorzystania [%]	106,4%
	Zasady dostępu	regulowane

Łączna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego w 2022 r. w państwach członkowskich tworzących białoruską grupę ryzyka wyniosła łącznie 48,81 mld m³ (535 TWh). Instalacjami magazynowymi dysponują Belgia, Czechy, Niemcy, Dania, Łotwa, Holandia, Polska, Słowacja i Szwecja. Estonia, Finlandia, Luksemburg oraz Litwa nie posiadają podziemnych magazynów gazu ziemnego w swoim systemie gazowym.

W 2022 r. maksymalna zdolność odbioru gazu ziemnego z podziemnych magazynów gazu białoruskiej grupy ryzyka przy całkowitym napełnieniu wyniosła 1,088 mld m³/dobę (11 937 GWh/dobę), natomiast na koniec sezonu – 0,78 mld m³/dobę (8 565 GWh/dobę).

Całkowite wydobycie gazu ziemnego w państwach członkowskich tworzących białoruską grupę ryzyka w 2021 r. wyniosło 28,1 mld m³ (308 TWh), co stanowi ok. 15% całkowitego zużycia gazu ziemnego w państwach członkowskich należących do grupy. Największym producentem gazu w grupie jest Holandia, natomiast najmniejszym Belgia. W 2021 r. wartości te osiągnęły odpowiednio 18,27 mld m³ (200 TWh) i 0,005 mld m³ (0,05 TWh). Na obszarze Estonii, Finlandii, Litwy, Łotwy, Luksemburga oraz Szwecji działalność w zakresie wydobywania gazu ziemnego nie jest prowadzona.

1.1.2. Regionalna grupa ryzyka – Ukraina

Do regionalnej ukraińskiej grupy ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego należą: Austria, Bułgaria, Chorwacja, Czechy, Dania, Niemcy, Grecja, Węgry, Włochy, Luksemburg, Polska, Rumunia, Słowenia, Słowacja i Szwecja.

Największym pojedynczym elementem infrastruktury w ukraińskiej grupie ryzyka, podobnie jak ma to miejsce w białoruskiej grupie ryzyka, jest zlokalizowany na granicy Słowacji i Ukrainy punkt połączenia międzysystemowego Uzhgorod-Velke Kapusany – o przepustowości wynoszącej 174,44 mln m³/dobę (1 913,6 GWh/dobę).

Maksymalne dobowe zapotrzebowanie na gaz ziemny - określane jako zużycie gazu ziemnego w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania występującego z prawdopodobieństwem raz na dwadzieścia lat oszacowano na 1 326,74 mln m³/dobę (14 554 GWh/dobę). Przy technicznej zdolności punktów wejścia do systemów gazowych członków grupy wynoszącej 939,92 mln m³/dobę (10 311 GWh/dobę), produkcji gazu ziemnego szacowanej na 66,45 mln m³/dobę (729 GWh/dobę), a także zdolności odbioru gazu z instalacji magazynowych równej 1 278,21 mln m³/dobę (14 022 GWh/dobę) oraz zdolności regazyfikacyjnej funkcjonujących i planowanych terminali LNG określanej na 163,63 mln m³/dobę (1 795 GWh/dobę), wskaźnik N-1 w ukraińskiej grupie ryzyka, dla scenariusza zakładającego brak dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej, wynosi 171,4%.

1.1.3. Regionalna grupa ryzyka – północny wschód

Do regionalnej północno-wschodniej grupy ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego należą: Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Polska, Słowacja, Finlandia oraz Szwecja.

Polska stała się członkiem północno-wschodniej grupy ryzyka w 2022 r. w wyniku realizacji inwestycji łączącej polski i litewski system gazowy (gazociąg GIPL). Tym samym dotychczasowi członkowie północno-wschodniej grupy ryzyka uzyskali bezpośredni dostęp do europejskiego systemu gazowego, co znacząco zwiększyło poziom bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w grupie. Jedynym punktem, przez który odbywają się dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego do europejskiego systemu gazowego jest punkt połączenia międzysystemowego Uzhgorod-Velke Kapusany. Innym punktem międzysystemowym, przez który odbywa się przesył gazu ziemnego, jest punkt na granicy litewsko-białoruskiej, jednak realizuje on wyłącznie tranzyt gazu ziemnego do Obwodu Królewieckiego. Dostawy gazu ziemnego dla członków grupy realizowane są głównie z kierunku północnego (Norwegia) oraz dostaw LNG. W związku z brakiem gazociągowych dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego dla dotychczasowych członków grupy (Estonia, Łotwa, Litwa oraz Finlandia), wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego nie spowoduje dla nich żadnych bezpośrednich skutków. Dzięki zwiększeniu możliwości importu LNG, a także połączeniu z europejskim

systemem gazowym oraz zmniejszeniu zależności od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego, poziom bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego uległ wyraźnej poprawie.

1.1.4. Regionalna grupa ryzyka – Norwegia

Do regionalnej norweskiej grupy ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego z Morza Północnego należą: Belgia, Dania, Niemcy, Irlandia, Hiszpania, Francja, Włochy, Luksemburg, Niderlandy, Polska, Portugalia oraz Szwecja.

Polska stała się członkiem norweskiej grupy ryzyka w 2022 r. w wyniku realizacji inwestycji łączącej polski system gazowy - poprzez Danię - z gazociągiem EUROPIPE II (gazociąg Baltic Pipe), który dostarcza gaz ziemny ze złóż znajdujących się na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

W 2021 r. całkowite zapotrzebowanie na gaz w tej grupie wyniosło 3665 TWh, czyli o ok. 2,4% więcej niż średnia z poprzednich czterech lat i o 3,5% więcej niż w 2020 r. W 2020 r. w obliczu spowolnienia gospodarczego wywołanego pandemią COVID-19, zużycie gazu ziemnego w przemyśle spadło o 3,7%, podczas gdy zużycie gazu ziemnego w gospodarstwach domowych spadło o 2,5%. Łącznie zapotrzebowanie na gaz ziemny odbiorców przemysłowych i gospodarstw domowych wyniosło średnio ok. 50% całkowitego rocznego zapotrzebowania w latach 2017-2020. Zapotrzebowanie na gaz ziemny dla wytwarzania ciepła w kogeneracji, wytwarzania energii elektrycznej oraz w sektorze usług i administracji, stanowiło większość pozostałej konsumpcji gazu.

Na koniec 2022 r. w grupie ryzyka funkcjonowało 19 terminali LNG o łącznej mocy regazyfikacyjnej ok. 5,4 TWh/dobę. Największym kierunkiem dostaw gazu ziemnego dla norweskiej grupy ryzyka jest Norwegia oraz Algieria. Pozostałe źródła gazu obejmują Wielką Brytanię, Libię i region Morza Kaspijskiego.

Wydobycie gazu ziemnego w państwach członkowskich grupy systematycznie spada i zmniejszyło się o połowę z blisko 700 TWh w 2017 r. do ok. 355 TWh w 2021 r. W podanym okresie tylko Polska utrzymała względnie stabilną wielkość wydobycia gazu.

W norweskiej grupie ryzyka magazynowanie gazu ziemnego odgrywa kluczową rolę w zarządzaniu sezonowością popytu i dziennym bilansowaniu systemów gazowych w okresie zimowym. W 2022 r. pojemność podziemnych magazynów gazu ziemnego wyniosła ok. 800 TWh, co stanowiło ok. 35% całkowitego zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie zimowym, natomiast w poszczególnych państwach członkowskich udział ten wahał się od 0% do 54%. W rozpatrywanym scenariuszu całkowitego braku dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego wskaźnik N-1 w norweskiej grupie ryzyka wynosi 168%.

1.1.5. Regionalna grupa ryzyka – Dania

Do regionalnej duńskiej grupy ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego z Morza Północnego należą: Dania, Niemcy, Luksemburg, Niderlandy, Polska oraz Szwecja. Polska stała się członkiem tej grupy w wyniku realizacji inwestycji łączącej polski i duński system gazowy (gazociąg Baltic Pipe).

Dla przyjętego scenariusza zakładającego brak dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej, wskaźnik N-1 w duńskiej grupie ryzyka wynosi 175,7%. Na wartość wskaźnika N-1 wpływ ma przede wszystkim maksymalne dobowe zapotrzebowanie na gaz ziemny wynoszące 9,7 TWh/dobę oraz maksymalna zdolność odbioru gazu ziemnego z instalacji magazynowych wynosząca 10,3 TWh/dobę. Źródła dostaw gazu ziemnego inne niż z kierunku wschodniego zapewniają możliwość importu 5,9 TWh/dobę. Mniejsze znaczenie w grupie mają wydobycie gazu ziemnego przez członków grupy oraz import LNG, które mają odpowiednio wartość 0,8 TWh/dobę oraz 0,9 TWh/dobę.

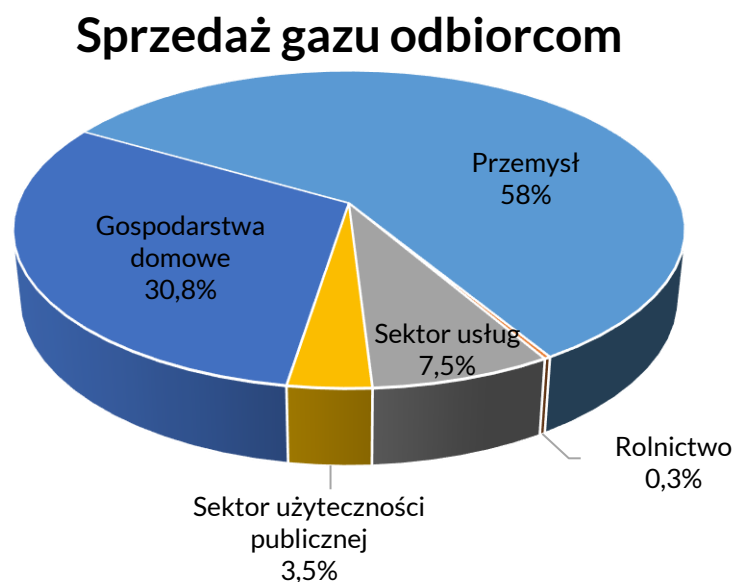
1.2. Opis krajowego systemu gazowego – Polska

1.2.1. Krajowe zużycie gazu ziemnego oraz struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych

W 2022 r. krajowe zużycie gazu ziemnego wyniosło 16,62 mld m³ (189,5 TWh) i w porównaniu do roku poprzedniego spadło o 17,2%. Poprzez krajowe zużycie gazu ziemnego rozumie się sumę krajowego wydobycia i całkowitego przywozu gazu ziemnego, pomniejszoną o eksport gazu ziemnego, straty i zużycie własne oraz o zmianę stanu zapasów w instalacjach magazynowych.

W 2022 r. przedsiębiorstwa energetyczne dostarczyły do ponad 7,5 mln odbiorców końcowych 16,58 mld m³ (181,9 TWh) gazu ziemnego, co stanowi w porównaniu z 2021 r. spadek o 15,6%. Najwięcej, bo 9,61 mld m³ (105,4 TWh) gazu ziemnego zostało zużyte przez odbiorców przemysłowych (58,0%), natomiast 5,11 mld m³ (56,0 TWh) zostało skonsumowane przez odbiorców w gospodarstwach domowych (30,8%). Odbiorcy działający w sektorze usług, stanowiący jednocześnie drugą po gospodarstwach domowych najliczniejszą grupę odbiorców, zużyli w 2022 r. 1,24 mld m³ (13,6 TWh), czyli nieco ponad dwa razy więcej niż odbiorcy w sektorze użyteczności publicznej 0,57 mld m³ (6,3 TWh). Najmniej liczną oraz zużywającą najmniej gazu ziemnego grupą odbiorców w Polsce są odbiorcy należący do sektora rolnictwa, którzy zużyli w 2022 r. jedynie 0,04 mld m³ (0,5 TWh).

Rysunek 1. Udział w zużyciu gazu ziemnego w podziale na sektory



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska

Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2022 r. wystąpiło w dniu 11 stycznia 2022 r. i wyniosło ok. 77 mln m³/dobę (867,1 GWh/dobę), przy czym nie przekroczyło dotychczasowego największego historycznego zapotrzebowania odnotowanego w dniu 18 stycznia 2021 r., tj. 89,3 mln m³/dobę (1007,5 GWh).

1.2.2. Charakterystyka krajowego systemu gazowego

1.2.2.1. Krajowy system przesyłowy

Krajowy system przesyłowy składa się z gazociągów przesyłowych o łącznej długości ok. 12 476 km (według stanu na dzień 31 grudnia 2022 r.), z czego:

- 11 792 km sieci gazu wysokometanowego E oraz gazu zaazotowanego Lw,
- systemu gazociągów tranzytowych o długości 684 km.

Krajowy system przesyłowy gazu wysokometanowego zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. zasilany jest przez punkty wejścia związane z:

1. przywozem gazu ziemnego:

- a) GCP Gaz-System/UA TSO (Drozdowicze - granica polsko-ukraińska),
- b) Faxe - Baltic Pipe (połączenie Polska - Dania),
- c) Santaka (granica polsko-litewska),
- d) Vyrava (granica polsko-słowacka),
- e) 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 i Lwówku),
 - Mallnow (punkt wejścia do SGT z kierunku Niemiec),
 - h) połączenia realizujące import lokalny:
 - 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) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego.
3. PMG – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:
- a) GIM Sanok – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów i PMG Brzeźnica,
 - b) GIM Kawerna – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo,
 - c) PMG Wierzchowice.

Rysunek 2. System przesyłowy gazu ziemnego



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

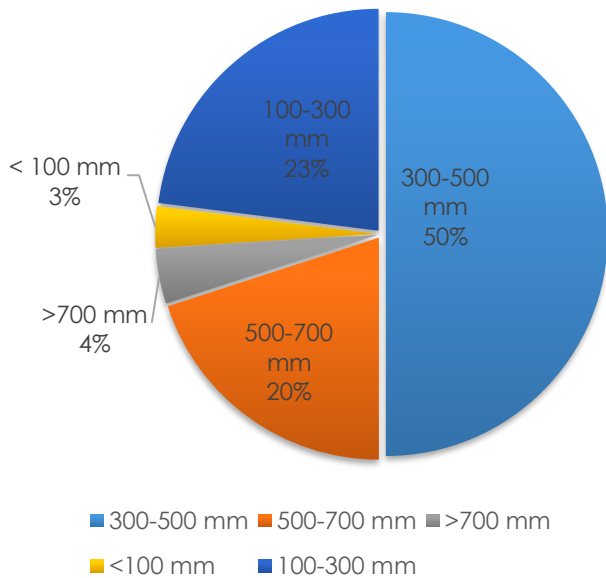
Tabela 2. Zdolności techniczne w punktach wejścia z innych systemów przesyłowych i terminalu LNG

Punkt	Zdolność techniczna na zasadach ciągłych mln m ³ /d (GWh/d)	Z kraju	Uwagi
GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (Drozdowicze)	12,0 (135,6)	Ukraina	
Terminal LNG	19,7 (227,3)		zdolność techniczna regazyfikacji
Punkt Wzajemnego Połączenia	25,0 (277,6)	Polska (SGT)	dostawy do PWP mogą być realizowane poprzez Mallnow Rewers z kierunku Niemiec
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	4,4 (48,7)	Niemcy	Lasów, Gubin, Kamminke (wyjście)
Cieszyn	2,5/0,4 (28,0/4,3)	Czechy	październik-kwiecień/maj-wrzesień
Faxe	27,4 (321,9)	Dania	
Santaka	5,2 (58,1)	Litwa	
Vyrava	15,6 (173,9)	Słowacja	
SUMA	111,8/109,7 (1 271,1/1 247,4)		

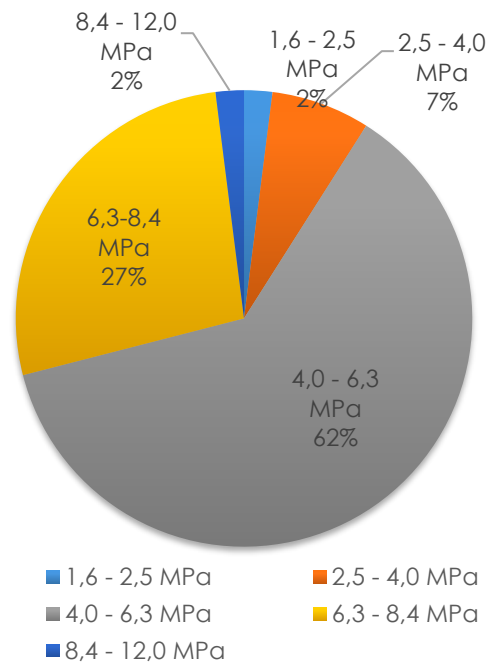
Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Krajowy system przesyłowy jest zróżnicowany pod względem parametrów technicznych, w szczególności różnorodne są średnice gazociągów i ich ciśnienia robocze w różnych częściach kraju. W minionym okresie wśród gazociągów wysokiego ciśnienia znacząco wzrósł udział gazociągów o ciśnieniu MOP 8,4 MPa, obecnie gazociągi te stanowią 20% długości całego systemu przesyłowego, podczas gdy w 2009 r. było to niecałe 5%.

Rysunek 3. Gazociągi wysokiego ciśnienia wg. kategorii średnic w 2022 r. [mm]



Rysunek 4. Gazociągi wysokiego ciśnienia wg. kategorii ciśnień w 2022 r. [MPa]



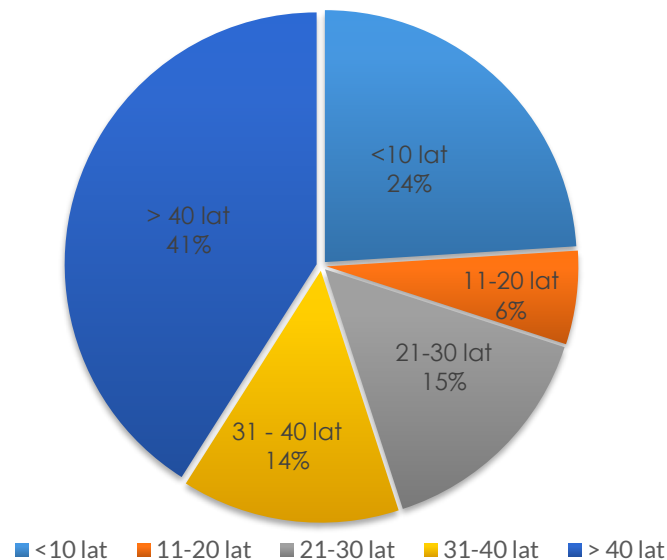
Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Pomimo budowy nowej infrastruktury, w dalszym ciągu zdecydowana większość gazociągów znajduje się w kategorii wiekowej powyżej 20 lat, z czego gazociągi ponad 40-letnie stanowią ok. 41% długości wszystkich gazociągów.

Ze względu na wiek systemu przesyłowego, planowane działania inwestycyjne uwzględniają także zadania modernizacyjno-odtworzeniowe w celu poprawy bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury przesyłowej i zapewnienia ciągłości dostaw do istniejących odbiorców.

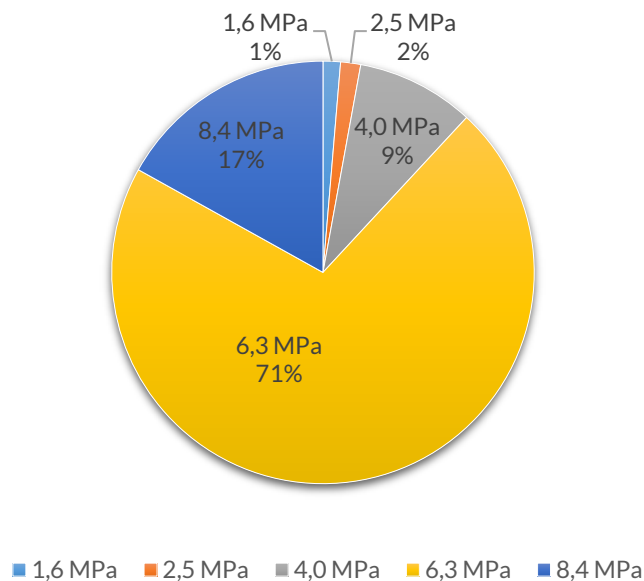
Na poniższym wykresie przedstawiono udział procentowy długości gazociągów w pięciu grupach wiekowych, tj. do 10 lat, 11 – 20 lat, 21 – 30 lat, 31 – 40 lat oraz powyżej 40 lat. W okresie 2009-2022 sieć przesyłowa została rozbudowana o ok. 2,6 tys. km nowych gazociągów przesyłowych.

Rysunek 5. Struktura wiekowa gazociągów przesyłowych wg stanu na dzień 31.12.2022 r.



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Rysunek 6. Gazociągi wysokiego ciśnienia systemu zaazotowanego Lw wg. kategorii ciśnień w 2022 r. [MPa]



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego Lw obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. System ten zasilany jest gazem ze złóż zlokalizowanych na Niziu Polskim przez kopalnie gazu: Kościan-Brońsko, Radlin, Kaleje (Mchy). Dodatkowo system gazu zaazotowanego zasilany jest gazem z kopalń Wielichowo, Paproć, Lubiaków, który do osiągnięcia parametrów gazu ziemnego podgrupy Lw potrzebuje domieszania gazu wysokometanowego w mieszalni gazu Grodzisk Wielkopolski. Wykorzystywany w procesie mieszania gaz ziemny wysokometanowy pochodzi z Odazotowni Grodzisk, w której z gazu ziemnego zaazotowanego w procesie kriogenicznym uzyskuje się gaz ziemny wysokometanowy.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego Lw nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu ziemnego wysokometanowego. Pomimo istniejących infrastrukturalnych połączeń pomiędzy obydwoma systemami, takimi jak odazotowanie czy też mieszalnie gazu ziemnego, specyfika techniczna oraz przynależność do różnych podmiotów nie pozwalają na swobodne przesyłanie gazu ziemnego pomiędzy nimi.

Rysunek 7. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego Lw



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

1.2.2.2. Krajowy system dystrybucyjny

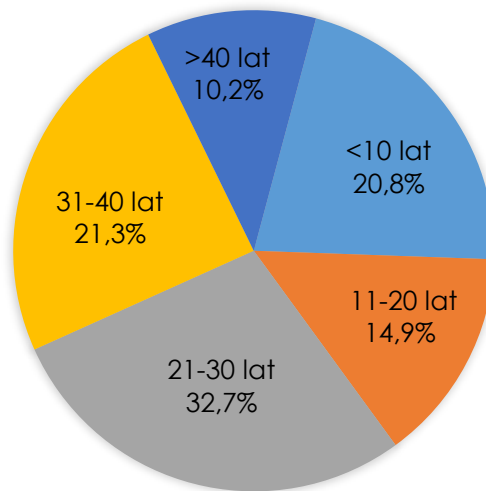
Na krajowy system dystrybucyjny składa się z ponad 158 tys. km sieci dystrybucyjnej oraz 55,85 tys. km czynnych przyłączy. Działalność w obszarze dystrybucji gazu ziemnego w Polsce w 2022 r. prowadziło 51 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych w drodze decyzji przez Prezesa URE, w tym jeden podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego wydzielenia od innych rodzajów działalności – PSG sp. z o.o. Spółka ta zarządzała w 2022 r. 95,9% sieci dystrybucyjnej w kraju. Pozostałe ok. 4,1% sieci dystrybucyjnych było własnością innych spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

Rysunek 8. System dystrybucyjny gazu ziemnego zarządzany przez PSG sp. z o.o. (kolor pomarańczowy)



Źródło: PSG sp. z o.o.

Rysunek 9. Struktura wiekowa gazociągów dystrybucyjnych wg stanu na dzień 31.12.2022 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska

1.2.3. Infrastruktura gazowa kluczowa dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Ustawa z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz. U. z 2010 r. nr 65 poz. 404 z późn. zm.) określa szczególne uprawnienia ministra właściwego do spraw aktywów państwowych, służące ochronie kluczowej infrastruktury gazowej, wskazanej w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz.U. z 2020 r. poz. 1856), który jest dokumentem chronionym zgodnie z ustawą z dnia 5 sierpnia 2010 r. o ochronie informacji niejawnych.

1.2.4. Struktura importu gazu ziemnego

W 2022 r., w wyniku zakończenia kluczowych projektów dywersyfikacyjnych, Polska uzyskała niezależność od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Zdywersyfikowany portfel dostaw opierający się na dostawach LNG do terminalu w Świnoujściu, dostawach gazu ziemnego poprzez gazociąg Baltic Pipe i dostawach w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego wraz z krajowym wydobyciem gazu ziemnego, gwarantują ciągłość dostaw do odbiorców.

W 2022 r. całkowity przywóz gazu ziemnego do Polski wyniósł 14,43 mld m³ (164,36 TWh), z czego:

- import z kierunku wschodniego (w tym poprzez gazociąg Jamał-Europa) – 2,83 mld m³ (31,93 TWh), co stanowi 19,6% całkowitego przywozu;

- nabycie wewnątrzspółnotowe z Niemiec – 4,16 mld m³ (47,21 TWh), co stanowi 28,8% całkowitego przywozu;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Danii – 643,36 mln m³ (7,46 TWh), co stanowi 4,5% całkowitego przywozu;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z Litwy – 544,89 mln m³ (6,24 TWh), co stanowi 3,8% całkowitego przywozu;
- nabycie wewnątrzspółnotowe z innych krajów UE – 373,7 mln m³ (4,22 TWh), co stanowi 2,6% całkowitego przywozu;
- import LNG łącznie do terminalu w Świnoujściu – 5,82 mld m³ (66,64 TWh), co stanowi 40,3% całkowitego przywozu, w tym:
 - import z Kataru – 2,18 mld m³ (25,21 TWh), co stanowi 15,1% całkowitego przywozu;
 - import z USA – 3,28 mld m³ (37,34 TWh), co stanowi 22,7% całkowitego przywozu;
 - import z Trynidadu i Tobago – 95,45 mln m³ (1,07 TWh), co stanowi 0,7% całkowitego przywozu;
 - import z Nigerii – 169,54 mln m³ (2,05 TWh), co stanowi 1,2% całkowitego przywozu;
 - import z Egiptu – 86,58 mln m³ (967 GWh), co stanowi 0,6% całkowitego przywozu.

W 2022 r. łącznie zrealizowano 58 dostaw skroplonego gazu ziemnego do terminalu regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu, w tym 36 z USA, 18 z Kataru, 2 z Nigerii, 1 z Trynidadu i Tobago i 1 z Egiptu. Dla porównania w 2021 r. zrealizowano 37 dostaw LNG, w 2020 r. – 35 dostaw a w 2019 r. – 31 dostaw.

Eksport gazu ziemnego z Polski w 2022 r. wyniósł 553,78 mln m³ (6,13 TWh) i w stosunku do roku poprzedniego wzrósł o ok. 400%. Gaz ziemny eksportowany był w 67,4% do Ukrainy.

1.2.5. System magazynowania gazu ziemnego

W Polsce funkcjonuje siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego współpracujących z gazowym systemem przesyłowym: PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica, PMG Strachocina, KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

Według stanu na koniec grudnia 2022 r. pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wyniosła 3,23 mld m³ (36,4 TWh), co stanowiło 19,4% zużycia gazu ziemnego w Polsce w 2022 r. Natomiast całkowita pojemność podziemnych magazynów gazu wysokometanowego (wraz z gazem buforowym, który podczas cyklu odbioru gazu ziemnego z PMG nie jest eksploatowany) wynosi 10,49 mld m³ (115,1 TWh).

Tabela 3. Parametry techniczne PMG - stan na dzień 31.12.2022 r.

Instalacja	Rodzaj	pojemność całkowita [w mln m ³]	pojemność czynna [w mln m ³]	pojemność buforowa [w mln m ³]	Moc odbioru przy 100% napętnieniu [mln m ³ /dobę]	Moc odbioru przy 30% napętnienia [mln m ³ /dobę]
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	7 028,1	1 300,0	5 728,1	14,40	12,24
Mogilno	kawerny solne	821,2	580,9	240,3	18,00	11,52
Husów	złoże wyeksploatowane	1 000,0	500,0	500,0	5,76	4,17
Strachocina	złoże wyeksploatowane	890,9	360,0	530,9	3,36	2,35
Swarzów	złoże wyeksploatowane	201,0	90,0	111,0	0,93	0,47
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	166,9	100,0	66,9	1,44	0,89
Kosakowo	kawerny solne	384,0	299,7	84,3	9,60	6,0
Razem		10 492,1	3 230,6	7 261,5	53,49	37,64

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Obok ww. magazynów gazu wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu zaazotowanego, zarządzane przez Orlen S.A.: PMG Daszewo o pojemności 40 mln m³ (439 GWh) i maksymalnej mocy odbioru 0,48 mln m³/dobę (5,3 GWh/dobę) i PMG Bonikowo o pojemności 200 mln m³ (2 194 GWh) i maksymalnej mocy odbioru 2,4 mln m³/dobę (26,3 GWh/dobę), które wykorzystywane są do stabilizacji wydobycia gazu zaazotowanego.

1.2.6. Krajowe wydobycie gazu ziemnego

Według opracowania przygotowanego przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy w 2023 r. pn. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2022 r.* stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego (łącznie zasoby bilansowe i pozabilansowe) wyniósł 153,52 mld m³ (1 684,4 TWh) i w porównaniu z rokiem poprzednim zwiększyły się o 8,25 mld m³ (90,5 TWh). Największy przyrost zasobów wydobywalnych odnotowano w złożach Przemyśl, Lubiatów, Żuchłów i Mirocin. Ubytki zasobów spowodowane były głównie wydobyciem.

Zasoby wydobywalne z zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 104,83 mld m³ (1 150,2 TWh), co stanowi 68,3% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2022 r. wyniosły 77,96 mld m³ (855,4 TWh).

W 2022 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego stanowiące 23,1% krajowego zużycia gazu ziemnego, wyniosło 3,85 mld m³ (42,2 TWh), w tym:

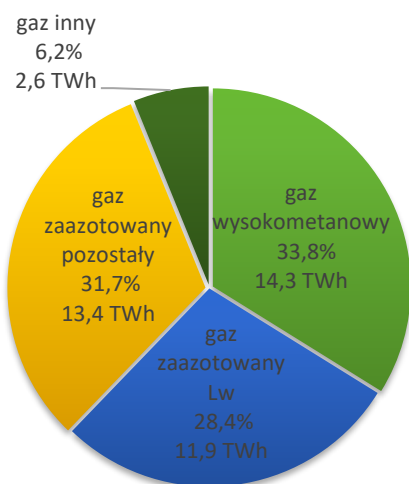
- gazu wysokometanowego – 1,30 mld m³ (14,3 TWh);
- gazu zaazotowanego – 2,31 mld m³ (25,3 TWh);
- gazu z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego – 237 mln m³ (2,6 TWh).

Część wydobywanego gazu zaazotowanego przekazywana jest do systemu gazu zaazotowanego i odbierana przez odbiorców, natomiast część podlega przetworzeniu w odazotowniach w Odolanowie o maksymalnej mocy przetwórczej 5,76 mln m³/dobę (63,2 GWh/dobę) i zdolności optymalnej 3,84 mln m³/dobę (42,1 GWh/dobę) oraz w Grodzisku Wielkopolskim o maksymalnych zdolnościach technicznych pracy wynoszących 1,92 mln m³/dobę (21,1 GWh/dobę) i zdolności optymalnej 1,44 mln m³/dobę (15,8 GWh/dobę).

Średnia dzienna zdolność produkcyjna kopalń przyłączonych do krajowego systemu przesyłowego oraz odazotowni kształtowała się na poziomie ok. 12,79 mln m³/dobę (108 GWh/dobę). Maksymalna zdolność produkcyjna w 2022 r. wyniosła 13,894 mln m³/dobę (116,01 GWh/dobę).

W stosunku do roku poprzedniego całkowite wydobycie zmniejszyło się o 1,8%. Na spadek wydobycia miało wpływ szczypanie się eksploatowanych złóż oraz zróżnicowana i skomplikowana struktura geologiczna nowych złóż uniemożliwiająca pełne zastąpienie wydobycia z obecnie eksploatowanych złóż.

Rysunek 10. Wydobycie krajowe gazu ziemnego w 2022 r.



Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska

1.2.7. Wykorzystanie gazu ziemnego przy produkcji energii elektrycznej

Panujący w Europie w 2022 r. kryzys energetyczny (napaść zbrojna Rosji na Ukrainę oraz wzrost hurtowych cen gazu ziemnego) spowodował tymczasowy spadek zużycia gazu ziemnego przede wszystkim przez odbiorców przemysłowych, w tym przez elektroenergetykę. W 2022 r. w Polsce z paliw gazowych wytworzono 11,69 TWh energii elektrycznej, co odpowiadało udziałowi wynoszącemu 6,5% całkowitej jej produkcji, stanowi to spadek w stosunku do lat poprzednich. Niemniej jednak, w związku z procesem transformacji polskiego sektora energetycznego, w tym z realizacją zaplanowanych już inwestycji w nowe moce wytwórcze, udział paliw gazowych w produkcji energii elektrycznej i ciepła w następnych latach może wzrastać.

Tabela 4. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [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	10,3%
2021	179,6	15,6	8,7%
2022	178,8	11,7	6,5%

Źródło: Badania statystyczne Ministra Klimatu i Środowiska

W kolejnych latach jednostki gazowe wciąż będą miały znaczenie dla regulowania pracy systemu energetycznego, ale w kontekście nowej sytuacji geopolitycznej, weryfikacji mogą podlegać dotychczasowe plany inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych, co będzie oddziaływać na prognozy wykorzystania gazu ziemnego w kolejnych latach. W związku z tym, operatorzy systemów przesyłowych – gazowego i elektroenergetycznego (OGP Gaz-System S.A. i Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A), kontynuują współpracę mającą na celu:

- rozwój systemów elektroenergetycznego i gazowego,
- rozwój zasad rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego;
- prowadzenie ruchu w systemach elektroenergetycznym i gazowym.

1.2.8. Rola środków na rzecz efektywności energetycznej

W polskim systemie prawnym aktem regulującym kwestie efektywności energetycznej jest ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 2166 z późn. zm.), na podstawie której podmioty są zobowiązane do realizacji przedsięwzięć zwiększających efektywność energetyczną. Ustawa obejmuje zarówno sektor prywatny, jak i sektor publiczny, określając środki zwiększające efektywność jednostek sektora publicznego, np. rozwiązania w zakresie zawiązania umowy o poprawę efektywności. Ponadto, zgodnie z ustawą, duże przedsiębiorstwa zostały zobligowane do przeprowadzania audytów energetycznych w odstępach czteroletnich.

Określone w ustawie przedsięwzięcia, które stanowią podstawę dla mechanizmów poprawy efektywności energetycznej, w zależności od ich specyfiki mogą wywierać dwojaki wpływ na skalę rocznego zużycie gazu ziemnego. Usprawnienia i modernizacje realizowane w obrębie zużywających gaz ziemny urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych lub w procesach energetycznych, co do zasady ograniczą jego finalne zużycie. Niemniej jednak, przedsięwzięcia zakładające zmianę rodzaju zużywanego paliwa, przykładowo polegające na zastosowaniu układów kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym w lokalnych źródłach ciepła, w miejsce kotłów zasilanych paliwami stałymi (np. węglem kamiennym) spowodują zwiększenie rocznego zużycia gazu ziemnego.

2. Streszczenie oceny ryzyka

2.1. Wspólna ocena ryzyka

Polska do 2022 r. była członkiem jedynie białoruskiej i ukraińskiej grupy ryzyka. W wyniku realizacji inwestycji zwiększających bezpieczeństwo polskiego systemu gazowego Polska dołączyła do nowych grup ryzyka wskazanych w załączniku „I” do rozporządzenia 2017/1938. W wyniku budowy połączenia międzysystemowego Polska-Litwa, Polska dołączyła do północno-wschodniej grupy ryzyka, związanej z dostawami gazu z kierunku wschodniego, natomiast w wyniku budowy gazociągu Baltic Pipe, łączącego polski system gazowy przez Danię ze złożami Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, Polska stała się członkiem norweskiej i duńskiej grupy ryzyka. Poziom bezpieczeństwa polskiego systemu gazowego od ostatniej aktualizacji planu działań zapobiegawczych, dzięki realizacji wskazanych powyżej inwestycji, uległ znacznej poprawie. Szczegółowe informacje związane z bezpieczeństwem w ramach poszczególnych grup ryzyka zostały opisane w podrozdziale 3.1.

W związku z działaniami Federacji Rosyjskiej w 2021 r. i 2022 r. polegającymi na ograniczaniu dostaw gazu ziemnego do Europy, w ramach prac zarówno Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu, jak również białoruskiej, ukraińskiej, północno-wschodniej, duńskiej oraz norweskiej grupy ryzyka, jako największe zagrożenie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego dla europejskiego systemu gazowego w sezonie zimowym 2022/2023 wskazano całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego. W wyniku przeprowadzonych symulacji, określonych w załączniku do wspólnej oceny ryzyka poszczególnych grup ryzyka, zidentyfikowano skutki wstrzymania dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego dla europejskiego systemu gazowego. Z przeprowadzonych symulacji wynika, że skoordynowane działania państw członkowskich zmniejszają niedobór gazu ziemnego, który może wystąpić w momencie szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Dodatkowo, długoterminowa strategia zarządzania magazynami pozytywnie wpływa na bezpieczeństwo systemu gazowego poszczególnych państw członkowskich oraz bezpieczeństwo europejskiego systemu gazowego jako całości, w szczególności w przypadku wystąpienia nadzwyczajnie niskich temperatur w sezonie zimowym i wystąpienia nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny.

Przeprowadzone symulacje dotyczące bezpieczeństwa europejskiego systemu gazowego w sezonie zimowym 2022/2023 wskazują, że w przypadku wystąpienia poważnego zagrożenia dostaw gazu ziemnego, dla zapewnienia możliwie najwyższego poziomu bezpieczeństwa systemu gazowego kluczowe znaczenie ma utrzymanie jak najwyższego poziomu wypełnienia magazynów gazu ziemnego, co może zostać osiągnięte przez strategię długoterminowego zarządzania tymi instalacjami. Podjęcie działań wskazanych we wnioskach z przeprowadzonych symulacji ograniczyłoby również ryzyko zagrożenia dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych w ramach solidarnego wsparcia.

Państwa członkowskie w reakcji na kryzys na rynku gazu ziemnego podjęły ekstraordynaryjne działania, w szczególności polegające na budowie nowych terminali LNG, które umożliwiły zwiększenie dostaw gazu ziemnego do Europy w trakcie sezonu zimowego 2022/2023. Terminale LNG w zauważalny sposób zwiększają również dostępność gazu ziemnego na europejskim rynku, co przyczynia się do szybszego wypełnienia magazynów gazu ziemnego przed sezonem zimowym 2023/2024, a także do ograniczenia poboru gazu ziemnego z magazynów w sezonie zimowym. Działania te wzmacniają odporność europejskiego systemu gazowego na wewnętrzne i zewnętrzne zakłócenia dostaw.

W wyniku ograniczenia dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego do europejskiego systemu gazowego, a także dzięki realizacji inwestycji umożliwiających zwiększenie dostaw LNG w sezonie zimowym 2023/2024, skutki scenariuszy zdarzeń rozpatrywanych w symulacji będącej wkładem do wspólnej oceny ryzyka grup mogą okazać się wyraźnie mniej dotkliwe niż przewidywane dla sezonu zimowego 2022/2023.

2.2. Krajowa ocena ryzyka

Uwzględnione w analizach hydraulicznych maksymalne przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny w szczycie zimowym 2022/2023 oszacowano na poziomie ok. 100,3 mln m³/dobę (1 133 GWh/dobę). Wielkość ta jest zgodna z prognozą zużycia gazu opracowaną przez OGP Gaz-System S.A. Analiza zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny została przygotowana z uwzględnieniem danych archiwalnych o historycznych dobach szczytowych oraz informacjach w zakresie nowych przyłączeń do krajowego systemu przesyłowego. Techniczne zdolności punktów wejścia do systemu przesyłowego systematycznie rosną i kształtują się na poziomie przekraczającym 171 mln m³/dobę (1 945 GWh/dobę), przy założeniu maksymalnych dostępnych zdolności odbioru na punktach wejścia z importu, dostaw wewnątrzspółnotowych, terminalu LNG i z PMG, tj. mocy odbioru na początku cyklu odbioru gazu ziemnego z magazynów (na początku charakterystyki). W analizie scenariuszy założono możliwość pracy połączeń międzysystemowych do poziomu ich zdolności technicznych. Analizy rozptyłów gazu ziemnego zostały przeprowadzone zarówno dla scenariuszy zakłóceń w dostawach gazu ziemnego na punktach wejścia do systemu przesyłowego, jak i dla scenariuszy awarii głównych obiektów infrastruktury. Szczegółowe wyniki analiz zostały określone w *Ocenie ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski*.

Po zakończeniu inwestycji w ramach programu Batic Pipe (październik 2022 r.) polski system przesyłowy stał się całkowicie odporny na zakłócenie dostaw gazu przez punkty wejścia na granicy wschodniej.

3. Standard w zakresie infrastruktury

Wskaźnik N-1 opisuje zdolność techniczną infrastruktury gazowej do zaspokojenia całkowitego zapotrzebowania na gaz ziemny, na obszarze analizowanym w przypadku zakłóceń w funkcjonowaniu pojedynczej największej infrastruktury gazowej w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania, występującym statystycznie raz na 20 lat.

Infrastruktura gazowa obejmuje sieć przesyłową gazu ziemnego, w tym połączenia wzajemne, jak również instalacje wykorzystywane do wydobycia gazu ziemnego, instalacje LNG i magazynowe połączone z systemem przesyłowym na terenie analizowanego obszaru.

Zdolność techniczna całej pozostałej dostępnej infrastruktury gazowej w przypadku zakłóceń w funkcjonowaniu pojedynczej największej infrastruktury gazowej powinna być co najmniej równa sumie całkowitego dziennego zapotrzebowania na gaz na obszarze analizowanym w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz, występującym statystycznie raz na 20 lat.

Wzór N-1 przedstawia się następująco:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

gdzie:

„ D_{max} ”- całkowite dzienne zapotrzebowanie na gaz ziemny na obszarze analizowanym w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz, występującym statystycznie raz na 20 lat.

Definicje po stronie podażowej:

„ EP_m ”- zdolność techniczna punktów wejścia poza instalacjami produkcyjnymi, LNG i magazynowymi, których dotyczą parametry P_m , S_m i LNG_m , oznacza sumę wartości zdolności technicznej wszystkich granicznych punktów wejścia zdolnych do zaopatrzenia w gaz ziemny obszaru analizowanego;

„ P_m ”- maksymalna techniczna zdolność produkcyjna oznacza sumę maksymalnych wartości technicznej dziennej zdolności produkcyjnej wszystkich instalacji produkcyjnych, którą można dostarczyć do punktów wejścia na obszarze analizowanym;

„ S_m ”- maksymalna techniczna zdolność odbioru z instalacji magazynowych oznacza sumę wartości maksymalnej technicznej dziennej zdolności odbioru ze wszystkich instalacji magazynowych, która może być dostarczona do punktów wejścia na obszarze analizowanym, z uwzględnieniem ich poszczególnych właściwości fizycznych;

„LNG_m”- maksymalna techniczna zdolność obioru z instalacji LNG oznacza sumę wartości maksymalnej technicznej dziennej zdolności wysyłkowej wszystkich instalacji LNG na obszarze analizowanym, z uwzględnieniem elementów krytycznych, takich jak rozładunek, usługi pomocnicze, tymczasowe magazynowanie i regazyfikacja LNG oraz techniczna zdolność wysyłkowa do systemu;

„I_m”- zdolność techniczna pojedynczej największej infrastruktury gazowej mającej największą zdolność zaopatrzenia obszaru analizowanego w gaz ziemny.

3.1. Wskaźnik N-1 na szczeblu krajowym

3.1.1. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego

Z punktu widzenia polskiego systemu przesyłowego, obiektem stanowiącym największą pojedynczą infrastrukturę gazową jest wejście do systemu z kierunku Baltic Pipe (w ujęciu technicznym awaria może dotyczyć zarówno gazociągu podmorskiego, terminalu odbiorczego po stronie polskiej w Konarzewie, jak i gazociągów, które rozprowadzają gaz ziemny w kierunku węzłów Płoty oraz Reszki). Poniżej zaprezentowano wyliczenia wskaźnika N-1 na szczeblu krajowym. Dane dotyczące zdolności odbioru z instalacji magazynowych przy całkowitym ich napełnieniu oraz przy napełnieniu na poziomie zapasów obowiązkowych pochodzą z informacji pozyskanych od OSM.

Tabela 5. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego

Współczynnik	Zdolności techniczne (PMG - 100%)	Zdolności techniczne (PMG - poziom zapasów obowiązkowych 2022/2023)
EP _m	92,1	92,1
S _m	53,5	44,9
P _m	5,9	5,9
LNG _m	19,7	19,7
I _m - FAXE (Baltic Pipe)	27,4	27,4
D _{max}	100,3	100,3
N-1	143,4%	134,8%

Źródło: Ocena ryzyka związanego z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego do Polski

3.1.2. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu zaazotowanego

3.1.2.1. System gazu ziemnego Lw

Do obliczania technicznych zdolności infrastruktury do zaspokojenia zapotrzebowania na gaz ziemny zaazotowany Lw za największy element infrastruktury, posiadający największą zdolność zaopatrzenia obszaru analizowanego w gaz ziemny zaazotowany, przyjęto złożę Kościan-Brońsko o zdolnościach wydobywczych na poziomie 3,1 mln m³/dobę (27,2 GWh/dobę). Jako sumę punktów wejścia do systemu przyjęto maksymalne zdolności dostaw gazu ziemnego Lw, które wynoszą ok. 7,8 mln m³/dobę (85,6 GWh/dobę). Jako zdolność magazynową przyjęto możliwości techniczne odbioru gazu ziemnego z PMG Bonikowo, które wynoszą 2,4 mln m³/dobę (26,3 GWh/dobę). Jako szczytowe zapotrzebowanie przyjęto 5,0 mln m³/dobę (54,9 GWh/dobę), które wystąpiło w dniu 7 lutego 2012 r.

Tabela 6. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego Lw

Współczynnik	Wartość mln m ³ /dobę
EP _m	0
S _m	2,4
P _m	7,8
LNG _m	0
I _m	3,5
D _{max}	5,0
N-1	134%

3.1.3. System gazu ziemnego Ls

Do obliczania technicznych zdolności infrastruktury do zaspokojenia zapotrzebowania na gaz ziemny zaazotowany Ls za największy element infrastruktury, posiadający największą zdolność zaopatrzenia obszaru analizowanego w gaz ziemny zaazotowany, przyjęto MG Gorzysław o zdolnościach technicznych na poziomie 0,48 mln m³/dobę (5,3 GWh/dobę). Przyjęto, że zapotrzebowanie odbiorców przyłączonych do systemu gazu ziemnego Ls utrzymuje się na stałym poziomie. Maksymalny pobór przyjęto na poziomie 0,84 mln m³/dobę (6,7 GWh/dobę). Przyjęto, że zdolność punktów wejścia jest równa zdolności wydobywczej. Zdolność magazynowa równa jest zdolności odbioru gazu z PMG Daszewo.

Tabela 7. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego Ls

Współczynnik	Wartość mln m ³ /dobę
EP _m	0
S _m	0,48
P _m	1,09
LNG _m	0
I _m	0,48
D _{max}	0,77
N-1	141,6%

3.2. Zdolność przepływu w obu kierunkach

Zgodnie z art. 5 ust. 4 rozporządzenia 2017/1938 operatorzy systemów przesyłowych udostępnią stałą fizyczną zdolność przesyłu w obu kierunkach (zwaną dalej „zdolnością przepływu w obu kierunkach” na wszystkich połączeniach międzysystemowych między państwami członkowskimi.

Stworzenie możliwości dwukierunkowych przepływów gazu ziemnego stanowi jeden z czynników wpływających na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego oraz możliwość podjęcia współpracy regionalnej w ramach mechanizmu solidarności w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowych. Decyzja o wdrożeniu zdolności przepływu gazu ziemnego w obu kierunkach w danym punkcie połączenia międzysystemowego powinna opierać się na ocenie sytuacji rynkowej, w szczególności zapotrzebowania, prognoz popytu i podaży na gaz ziemny oraz warunków technicznych, analizach ekonomicznych realizacji przedsięwzięcia, jak również wpływu na bezpieczeństwo dostaw.

Obowiązek zapewnienia możliwości dwukierunkowego przepływu gazu ziemnego w odniesieniu do połączeń polskiego systemu gazowego z systemami sąsiednimi został w pełni zrealizowany zgodnie z wymogami rozporządzenia 2017/1938, a wcześniej rozporządzenia 994/2010.

Możliwość przepływu gazu ziemnego w obu kierunkach (rewers fizyczny) istnieje:

- w punkcie FAXE (Baltic Pipe) – zdolności przesyłowe na zasadach ciągłych w kierunku Polski wynoszą 1 140 tys. m³/h (13,4 GWh/h), zaś w kierunku Danii 342 tys. m³/h (3,9 GWh/h);
- na polskim odcinku gazociągu jamalskiego w punkcie Mallnow – zdolności przesyłowe na zasadach ciągłych w punkcie Mallnow w kierunku Polski od stycznia 2023 r. wynoszą 1 044 tys. m³/h (11,6 GWh/h);
- w punkcie GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS, tj. w punktach na połączeniu systemów polskiego i niemieckiego (Gubin, Lasów oraz Kamminke i Lasów Rewers), przesył

do Polski w ilościach 182 tys. m³/h (2,1 GWh/h), po stronie polskiej – możliwe jest przesyłanie gazu ziemnego na zasadach ciągłych w kierunku Niemiec w ilości do 100 tys. m³/h (1,1 GWh/h);

- w punkcie Vyrava (połączenie systemów przesyłowych Polski i Słowacji) – zdolności przesyłowe na zasadach ciągłych w kierunku Polski wynoszą 650 tys. m³/h (7,2 GWh/h), zaś w kierunku Słowacji 540 tys. m³/h (6,0 GWh/h);
- w punkcie GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO, tj. w punktach na połączeniu systemów polskiego i ukraińskiego (Drozdowice i Hermanowice), które zostały połączone w wirtualny GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO na podstawie porozumienia zawartego w dniu 5 czerwca 2020 r. Zdolności przesyłowe na zasadach ciągłych w kierunku Polski wynoszą 500 tys. m³/h (5,7 GWh/h), zaś w kierunku Ukrainy 167 tys. m³/h (1,8 GWh/h) – (przepustowość przerywana warunkowo ciągła);
- w punkcie Santaka (połączenie systemów przesyłowych Polski i Litwy) – zdolności przesyłowe na zasadach ciągłych w kierunku Polski wynoszą 217 tys. m³/h (2,4 GWh/h), zaś w kierunku Litwy 275 tys. m³/h (3,0 GWh/h).

Dla funkcjonującego obecnie połączenia systemów przesyłowych Polski i Czech w rejonie Cieszyna (Stork I) minister właściwy do spraw energii wydał odstępstwo od obowiązku wdrożenia zdolności przepływu w obu kierunkach, po uzgodnieniu z organem właściwym Republiki Czeskiej. Rozważany jest także powrót do budowy połączenia międzysystemowego w rejonie Hat (Stork II) w przypadku możliwości pozyskania finansowania zewnętrznego, ponieważ dotychczas procedowane procesy przepustowości przyrostowej nie dawały podstaw do podjęcia decyzji inwestycyjnej na zasadach komercyjnych. W zakresie ewentualnej budowy nowego połączenia Polska-Czechy (Stork II), obecnie strony analizują potencjalne warianty oraz parametry ewentualnej budowy.

Dla połączenia systemów przesyłowych Polski i Ukrainy w 2021 r. zgodnie z CAM NC, OGP GAZ-SYSTEM S.A. po raz pierwszy przeprowadził ocenę zapotrzebowania rynku na zdolności przyrostowe pomiędzy polskim system wejścia-wyjścia i ukraińskim systemem wejścia-wyjścia. Na podstawie otrzymanych niewiążących zgłoszeń uzgodniono, że należy zainicjować realizację projektu zdolności przyrostowej. Projekt na granicy Polska-Ukraina będzie realizowany pod warunkiem otrzymania wystarczającego poziomu rezerwacji w wiążącej fazie alokacji, gwarantującego uzyskanie pozytywnego testu ekonomicznego.

4. Zgodność ze standardem w zakresie dostaw

Zgodnie z art. 2 ust. 5 rozporządzenia 2017/1938 opracowano, a następnie przekazano KE katalog odbiorców chronionych na potrzeby polskiego rynku gazu ziemnego. Definicja odbiorcy chronionego obejmuje:

- a) odbiorcę w gospodarstwie domowym, który jest podłączony do sieci dystrybucyjnej gazu;
- b) małe lub średnie przedsiębiorstwa, pod warunkiem że są one podłączone do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego i posiadają zamówioną moc umowną do 710 kWh/h;
- c) podmiot świadczący podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem że jest on podłączony do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazu;
- d) odbiorców gazu ziemnego, w zakresie, w jakim zajmują się wytwarzaniem ciepła dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi, małym lub średnim przedsiębiorstwami lub podmiotami świadczącymi podstawowe usługi społeczne, lub zaopatrywaniem w ciepło tych odbiorców, pod warunkiem że instalacji tych odbiorców gazu ziemnego nie można zasilać paliwem innym niż gaz ziemny.

Należy wskazać, że małe i średnie przedsiębiorstwa podłączone do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego, a także podmioty świadczące podstawowe usługi społeczne podłączone do dystrybucyjnej lub przesyłowej sieci gazowej oraz instalacje systemów ciepłowniczych mogą być zaliczone do kategorii odbiorców chronionych, o ile zużycie gazu ziemnego przez ww. grupy konsumentów nie przekracza 20% ostatecznego zużycia tego surowca.

Wszystkie przedsiębiorstwa gazowe, które sprzedają gaz ziemny odbiorcom chronionym na terytorium RP, są obowiązane do podjęcia środków w celu zapewnienia dostaw swoim klientom w przypadkach określonych w art. 6 ust. 1 rozporządzenia 2017/1938. Poniższa tabela przedstawia ilości gazu ziemnego zużywane przez odbiorców chronionych w rozumieniu powyższej definicji w przypadkach wyszczególnionych w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 2017/1938.

Tabela 8. Standard w zakresie dostaw do odbiorców chronionych

Rodzaj gazu	Ilość gazu potrzebnego do zapewnienia zgodności ze standardem		
	Standard: ekstremalne temperatury przez 7-dni szczytowego zapotrzebowania na gaz	Standard: 30 dni nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz	Standard: 30-dni zakłóceń w największej pojedynczej infrastrukturze gazowniczej
	prawdopodobieństwo wystąpienia raz na 20 lat [mln m ³ /GWh]	prawdopodobieństwo wystąpienia raz na 20 lat [mln m ³ /GWh]	przeciętne warunki zimą [mln m ³ /GWh]
E	335,8/3 704,3	1 153,4/12 735,7	907,4/10 020,8
Lw	16,6/151,0	60,8/551,1	44,1/399,0
Ls	4,9/39,3	12,6/100,7	11,9/95,3

Na podstawie danych uzyskanych od przedsiębiorstw energetycznych dostarczających paliwa gazowe do odbiorców chronionych oszacowano, że na spełnienie wymogów standardu w zakresie dostaw dla odbiorców gazu ziemnego należących do grupy odbiorców chronionych, potrzebne jest ok. 1 226,8 mln m³ (13 387,5 GWh) do uzupełnienia w czasie 30 dni nadzwyczajnego zapotrzebowania.

W celu zapewnienia standardu w zakresie dostaw do odbiorców chronionych w czasie 30 dni nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania szacowanego na poziomie 1 226,8 mln m³ (13 387,5 GWh), w pierwszej kolejności planowane jest wykorzystanie dostępnych środków rynkowych po stronie podażowej – przede wszystkim zwiększenie elastyczności importu poprzez zakontraktowanie dodatkowych przepustowości na połączeniach międzysystemowych z państwami UE oraz terminalu LNG, w szczególności w punktach:

- GCP GAZ-SYSTEM/Ontras – do 4,4 mln m³/dobę (48,7 GWh/dobę);
- Cieszyn – do 2,5 mln m³/dobę (28 GWh/dobę) w okresie od października do kwietnia;
- Mallnow Rewers – do 25,1 mln m³/dobę (277,6 GWh/dobę);
- FAXE (Baltic Pipe) – do 27,4 mln m³/dobę (321,9 GWh/dobę);
- Santaka – do 5,2 mln m³/dobę (58,1 GWh/dobę);
- Vyrava – do 15,4 mln m³/dobę (173,9 GWh/dobę);
- terminal LNG – do 19,7 mln m³/dobę (227,3GWh/dobę).

Łączne możliwości przywozu gazu ziemnego z państw UE oraz terminalu LNG - przy zapotrzebowaniu odbiorców chronionych wynoszącym ok. 40,9 mln m³/dobę (450 GWh/dobę) w okresie nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny - wynoszą ok. 99,7 mln m³/dobę (1 135,5 GWh/dobę).

Przepustowości na połączeniach międzysystemowych są udostępniane oraz rezerwowane na rynkowych i niedyskryminacyjnych zasadach, w ramach procedury aukcji, zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. *ustanawiającym kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylającym rozporządzenie (UE) nr 984/2013.*

Zwiększenie elastyczności importu pozwala zapobiec wystąpieniu sytuacji kryzysowej i nie wymaga wprowadzenia dodatkowych obowiązków, co ma pozytywny wpływ na gospodarkę. Działanie to, w przypadku nagłych zdarzeń, które mogłyby doprowadzić do sytuacji kryzysowej, poprzez ograniczenie ryzyka kryzysu, powstrzymywałoby również zagrożenie nagłych skoków cen, wpływając pozytywnie na odbiorców. Środek ten nie wpływa na środowisko.

Dodatkowo, wskazany standard dostaw może być pokryty dzięki dostawom gazu ziemnego ze źródeł krajowych oraz z podziemnych magazynów gazu. Maksymalna zdolność produkcyjna wynosi 7 mln m³/dobę (77 GWh/dobę), a maksymalna zdolność odbioru gazu ziemnego z podziemnych magazynów – 53,49mln m³/dobę (do 594,9 GWh/dobę przy pełnej pojemności czynnej).

Zwiększenie elastyczności produkcji, podobnie jak zwiększenie elastyczności importu, pozwala zapobiec wystąpieniu sytuacji kryzysowej i nie wymaga wprowadzenia dodatkowych obowiązków, co ma pozytywny wpływ na gospodarkę. Ponadto środek ten stanowi sam w sobie dodatkowy element aktywności gospodarczej wpływający pozytywnie na wzrost PKB. Zwiększenie elastyczności produkcji, w przypadku nagłych zdarzeń, które mogłyby doprowadzić do sytuacji kryzysowej, hamuje wzrost cen (poprzez ograniczenie ryzyka kryzysu), co pozytywnie oddziałuje na odbiorców. Środek ten nie wpływa na środowisko.

Komercyjne magazynowanie gazu ziemnego wpływa pozytywnie na rozwój oraz funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, stwarza uczestnikom rynku możliwość pokrywania zapotrzebowania odbiorców przy wykorzystaniu instalacji magazynowych oraz pozwala optymalizować zarządzanie portfelem dostaw gazu ziemnego. W przypadku nagłych zdarzeń, które mogłyby doprowadzić do sytuacji kryzysowej, uwolnienie dodatkowych wolumenów gazu ziemnego z zapasów komercyjnych, zwiększając podaż gazu ziemnego na rynku gazu ziemnego przyczynia się do utrzymywania stabilnych cen (poprzez ograniczenie ryzyka kryzysu), wpływając pozytywnie na odbiorców. Środek ten nie wpływa na środowisko.

Tabela 9. Wielkość środków rynkowych po stronie podaży na tle standardów dostaw

	Dostępne środki rynkowe po stronie podaży
	mln m ³ /dobę (GWh/dobę)
Źródła krajowe	7 (77,1)
Odbiór PMG:	53,49 (594,9)/48,0 (533,4)²
GIM Sanok	11,49 (129)/7,5 (84,2)
IM Wierzchowice	14,4 (158,4)/12,9 (141,9)
GIM Kawerna	27,6 (307,5)/27,6 (307,5)
Przywóz:	111,7 (1 271,1)
w tym przywóz z UE:	80,0 (908,2)
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	4,4 (48,7)
Cieszyn	2,5 (28,0)
PWP z Mallnow Rewers	25,1 (277,6)
FAXE (Baltic Pipe)	27,4 (321,9)
Santaka	5,2 (58,1)
Vyrava	15,4 (173,9)
w tym przywóz spoza UE:	31,7 (362,9)
PWP z Kondratki	-
Wysokoje	-
Tietierowka	-
GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (Drozdowicze)	12 (135,6)
Terminal LNG	19,7 (227,3)
Suma środków rynkowych po stronie podaży	172,2 (1 943,1)/166,7 (1 881,6)
Standard w zakresie dostaw:	
7-dni szczytowego zapotrzebowania	51,05 (556,36)
30-dni nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania	40,89 (446,25)
30-dni zakłóceń w największej pojedynczej infrastrukturze gazowej	32,11 (350,5)

W przypadku stanu nadzwyczajnego, w sytuacji uruchomienia środków nierynkowych, wolumen zużycia gazu ziemnego określony dla standardu dostaw może być dodatkowo uzupełniany z zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Warunkiem koniecznym dla uruchomienia zapasów obowiązkowych jest wykorzystanie wszystkich dostępnych środków rynkowych. Uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego znacząco niweluje skutki ewentualnych zakłóceń w dostawach gazu

² Zdolność odbioru z instalacji magazynowych przy pojemności odpowiadającej wielkości zapasów obowiązkowych.

ziemnego. W sytuacji gdy dostępne środki rynkowe okażą się niewystarczające do zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego do odbiorców, w szczególności odbiorców chronionych, zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, jako środek nierynkowy, stanowią gwarancję zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego.

Wolumen zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nieznacznie przewyższa ilość gazu ziemnego potrzebnego na spełnienie standardu w zakresie dostaw, określonego zgodnie z art. 6 ust 1 rozporządzenia 2017/1938. Oznacza to, że beneficjentem systemu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, jako środka służącego do wypełnienia standardu w zakresie dostaw, oprócz odbiorców chronionych mogą być również - w pewnym zakresie - inni odbiorcy, co ma związek z hydrauliką systemu gazowego, tj. koniecznością kontynuowania w pewnych przypadkach dostaw do odbiorców niechronionych, aby możliwe było utrzymanie odpowiedniego ciśnienia w sieci i dostarczenie gazu ziemnego do odbiorców chronionych, przyłączonych do końcowych odcinków systemu gazowego.

Wybór środków mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw, jak również określenie podmiotów zobowiązanych do podjęcia takich środków, należy - zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938 (w szczególności art. 5 ust. 1 i art. 6 ust. 1) - do właściwych organów poszczególnych państw członkowskich.

Z uwagi na doświadczenia historyczne Polski, utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego jest kluczowe dla zapewnienia stabilności i odporności polskiego systemu gazowego. Polska w dużym stopniu jest uzależniona od importu gazu ziemnego, dlatego głównym czynnikiem wpływającym na poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju uznaje się stabilność importu gazu ziemnego z zagranicy. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego wzmacniają odporność RP w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej oraz gwarantują stabilne warunki dostaw dla najbardziej wrażliwych odbiorców. Środek jakim są zapasy obowiązkowe gazu ziemnego jest proporcjonalny, przejrzysty i niedyskryminacyjny, a także niezbędny do osiągnięcia celu, którym jest zagwarantowanie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu ziemnego.

Należy podkreślić, że pewność dostaw gazu ziemnego pozytywnie wpływa na wzrost liczby odbiorców przyłączających się do sieci gazowej, którzy planują wykorzystywać gaz ziemny do celów ogrzewania budynków. W związku z tym, prawidłowe funkcjonowanie systemu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, jako środka gwarantującego bezpieczeństwo dostaw, sprzyja wykorzystywaniu niskoemisyjnego źródła energii, jakim jest gaz ziemny, do ograniczenia pozyskiwania energii pierwotnej z innych surowców o wyższym wskaźniku emisyjności.

5. Środki zapobiegawcze

5.1. Środki rynkowe

Środki zapewniające bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego dotyczące strony podażowej:

- *zwiększenie elastyczności produkcji* – ze względu na konieczność zapewnienia racjonalnego gospodarowania złożami gazu ziemnego nie ma możliwości znacznego zwiększenia wydobycia gazu ziemnego w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej. Maksymalna zdolność produkcyjna w 2022 r. wyniosła 13,894 mln m³/dobę (116,01 GWh/dobę);
- *zwiększenie elastyczności importu* – możliwość dostaw gazu do krajowego systemu przesyłowego przy wykorzystaniu wszystkich połączeń międzysystemowych. Zdolność techniczna na zasadach ciągłych wynosi 111,7 mln m³/d (1 271,1 GWh/d);
- *komercyjne magazynowanie gazu ziemnego - zdolność odbioru i ilość zmagazynowanego gazu ziemnego* – w Polsce funkcjonuje siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego, których całkowita dostępna pojemność czynna wynosi ponad 3,23 mld m³ (36,41 TWh). Planowana rozbudowa PMG Wierzchowice umożliwi zwiększenie pojemności czynnej tego magazynu do 2,1 mld m³ (23,8 TWh), co przyczyni się do wzrostu całkowitej pojemności czynnej do poziomu ok. 4,03 mld m³ (45,4 TWh);
- *zdolność terminalu LNG i maksymalna zdolność wysyłkowa* – terminal LNG w Świnoujściu umożliwia odbiór gazu ziemnego na poziomie 19,7 mln m³/dobę (227,3 GWh/dobę), co stanowi 6,2 mld m³/rok (71,54 TWh/rok) gazu ziemnego po regazyfikacji. Trwająca obecnie rozbudowa terminalu LNG ma umożliwić zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej terminalu do poziomu 8,3 mld m³/rok (95,77 TWh/rok) na koniec 2023 r.;
- *dywersyfikacja źródeł gazu ziemnego i dróg dostawy* – transgraniczne połączenie międzysystemowe pomiędzy Polską i Czechami (Cieszyn) pozwala na realizację dostaw gazu ziemnego do polskiego systemu gazowego na poziomie 2,5 mln m³/dobę tj. 28,0 GWh/dobę w okresie od października do kwietnia oraz 0,4 mln m³/dobę tj. 4,3 GWh/dobę w sezonie maj-wrzesień. Od 2016 r. punkty na połączeniu sieci ONTRAS (Niemcy) i Gaz-System S.A. (Polska): Gubin, Lasów oraz Kamminke i Lasów Rewers zostały połączone w punkt Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS (GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS). Przez ww. punkt istnieje możliwość wprowadzania do krajowego systemu przesyłowego paliw gazowych na poziomie 4,4 mln m³/dobę (48,7 GWh/dobę);
- *stosowanie umów krótko-, średnio- i długoterminowych* – na polskim rynku gazu ziemnego zawierane są umowy zarówno długo, jak i średnioterminowe oraz umowy ramowe umożliwiające zakupy gazu ziemnego w ramach transakcji typu spot (Towarowa Giełda Energii oferuje instrumenty: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia

Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy, na którym oferowane są produkty tygodniowe, miesięczne, kwartalne, sezonowe i roczne);

- *rozbudowa infrastruktury, w tym zapewnienie zdolności przepływu w obu kierunkach* - przekazane do użytkowania inwestycje w zakresie połączeń międzysystemowych prowadzone przez polskiego operatora systemu przesyłowego uwzględniają możliwość przepływu gazu ziemnego w obu kierunkach:
 - gazociąg Baltic Pipe – zdolności przesyłowe wynoszą do 10 mld m³/rok (117,5 TWh/rok) w kierunku Polski oraz do 3 mld m³ (34,16 TWh/rok) w kierunku Danii,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja – zdolności przesyłowe na połączeniu wynoszą 5,7 mld m³/rok (63,49 TWh/rok) w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³/rok (52,74 TWh/rok) w kierunku Słowacji,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – zdolności przesyłowe wynoszą 2,4 mld m³/rok (26,76 TWh/rok) w kierunku Litwy oraz 1,9 mld m³/rok (21,2 TWh/rok) w kierunku Polski,
- *przekierowanie maksymalnej ilości gazu ziemnego zaazotowanego do odazotowni* w celu zwiększenia produkcji gazu ziemnego wysokometanowego w przypadku zakłóceń w systemie gazu ziemnego wysokometanowego, w sposób niezakłócający dostaw gazu ziemnego zaazotowanego;
- *zmniejszanie dostaw gazu zaazotowanego podgrupy Lw do odazotowni* w przypadku wystąpienia zakłóceń w systemie gazu ziemnego zaazotowanego Lw, w sposób niezakłócający dostaw gazu ziemnego wysokometanowego;
- *przekierowanie większych ilości gazu wysokometanowego do mieszalni gazu*, tam gdzie jest to możliwe ze względu na bezpieczeństwo pracy podsystemu (biorąc pod uwagę przekroczenie wymogów dotyczących jakości gazu), w przypadku wystąpienia zakłóceń w systemie gazu ziemnego zaazotowanego Ls.

5.2. Środki nierynkowe

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego są jednym z środków służących zapewnieniu standardu w zakresie dostaw gazu ziemnego, o którym mowa w art. 6 rozporządzenia 2017/1938.

Zgodnie z ustawą o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego są zobowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w celu zminimalizowania skutków:

1. zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa;
2. wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej;
3. nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego stanowią majątek przedsiębiorstw, chyba że na podstawie zawartej umowy, stanowią majątek podmiotu przyjmującego zlecenie

utrzymywania zapasów obowiązkowych (tzw. umowa o świadczenie usługi biletowej przez przedsiębiorstwo energetyczne lub Rządową Agencję Rezerw Strategicznych). 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 dni³.

Środek, jakim jest obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, oparty na wielkości przywozu tego paliwa do kraju, jest konieczny i w pełni uzasadniony. Polska w dużym stopniu jest bowiem uzależniona od importu gazu ziemnego, dlatego kluczowym czynnikiem wpływającym na poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju uznaje się stabilność importu gazu ziemnego z zagranicy. Wydobyte krajowe natomiast postrzegane jest jako bezpieczne i stabilne źródło dostaw gazu ziemnego, które dzięki wysokiemu poziomowi rozproszenia i zróżnicowania wielkości kopalni gazu ziemnego nie jest podatne na uwarunkowania zewnętrzne.

W świetle ustawy o zapasach wybór miejsca utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego należy do zobowiązanego do tego podmiotu. Utrzymywanie zapasów obowiązkowych za granicą jest traktowane na równi z utrzymywaniem ich na terytorium kraju. Zgodnie bowiem z przepisami ustawy o zapasach niezależnie od miejsca utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (tj. w kraju czy za granicą):

- analogiczny pozostaje ich cel, tj. dostarczenie gazu ziemnego do krajowej sieci gazowej w czasie nie dłuższym niż 40 dni;
- jednakowa jest metoda kalkulacji wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, którą określony podmiot zobowiązany jest utrzymywać;
- konieczne jest zarezerwowanie zdolności przesyłowych – inna jest jedynie lokalizacja punktu, w którym te zdolności są rezerwowane.

W przypadku zapasów obowiązkowych utrzymywanych w instalacji magazynowej zlokalizowanej na terytorium kraju, punkt wejścia do krajowego systemu przesyłowego znajduje się na połączeniu z instalacją magazynową. Natomiast w przypadku utrzymywania zapasów obowiązkowych poza granicami kraju w punkcie połączenia wzajemnego, tj. w punkcie połączenia systemu krajowego z sąsiadującą siecią przesyłową lub dystrybucyjną. Wysokość opłaty ponoszonej przez zobowiązane podmioty z tytułu rezerwacji zdolności przesyłowych, zarówno w punkcie połączenia międzysystemowego, jak i w punkcie wyjścia z instalacji magazynowej na terytorium

³ W okresie od 1 października 2022 do 30 września 2024 r., ze względu na szczególne uwarunkowania związane z sytuacją na rynku gazu wydłużono czas do 50 dni.

kraju, podlega ocenie i zatwierdzeniu przez Prezesa URE, który bierze pod uwagę m.in. ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego realizuje cel leżący w ogólnym interesie gospodarczym, tj. zagwarantowaniu bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu ziemnego w przypadku najgłębszego kryzysu. Środek jakim są zapasy obowiązkowe gazu ziemnego jest proporcjonalny, przejrzysty i niedyskryminacyjny, a także niezbędny do osiągnięcia celu, którym jest zagwarantowanie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu ziemnego.

Uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zostało wprost powiązane z brakiem możliwości bilansowania systemu gazowego. Zgodnie z przepisami ustawy o zapasach, dopiero w przypadku wprowadzenia stanu nadzwyczajnego, skutkującego zagrożeniem bilansowania systemu gazowego, minister właściwy do spraw energii, może podjąć decyzję o uruchomieniu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, na wniosek operatora systemu przesyłowego. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego stanowią środek nierynkowy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938. Wynika to również z definicji stanu nadzwyczajnego, która jest zgodna z art. 11 ust. 1 lit. c rozporządzenia 2017/1938: Stan nadzwyczajny jest ogłaszany w przypadku [...] gdy wykorzystano wszystkie stosowne środki rynkowe, ale dostawy gazu ziemnego są niewystarczające do zaspokojenia pozostałego zapotrzebowania na gaz ziemny, tak że jest konieczne wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, aby zabezpieczyć dostawy gazu ziemnego, w szczególności do odbiorców chronionych. Sposób, w jaki zapasy obowiązkowe gazu ziemnego zostaną wykorzystane do zapewnienia nieprzerwanych dostaw do odbiorców chronionych, zależy bezpośrednio od faktycznej sytuacji i realnych potrzeb.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego polegają na ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego na terytorium RP lub jego części, mogą być wprowadzone na czas oznaczony. Ograniczenia są wprowadzane zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń i co do zasady nie dotyczą odbiorców gazu ziemnego określonych jako odbiorcy chronieni. Ograniczenia w poborze gazu ziemnego mogą zostać wprowadzone zgodnie z art. 54 ustawy o zapasach w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego. Przesłanki do wprowadzenia stanu nadzwyczajnego, zgodnie z art. 49a ust. 2 ustawy o zapasach dotyczą poniższych sytuacji:

1. zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa,
2. zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
3. gwałtownego, nieprzewidzianego uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń, instalacji lub sieci, powodującego przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości zagrażającą bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego, zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach, mogą zostać wprowadzone, w drodze rozporządzenia, przez Radę Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii.

6. Inne środki i obowiązki w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu

6.1. Rola operatorów w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Zgodnie z art. 9c ust. 1 ustawy - *Prawo energetyczne* operatorzy systemu: przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania i skraplania paliw gazowych lub operator systemu połączonego gazowego, odpowiednio do zakresu działania, są odpowiedzialni m.in. za:

- bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu;
- prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny;
- eksploatację, konserwację, remonty sieci, instalacji i urządzeń;
- zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, dystrybucji tych paliw i ich magazynowania lub skraplania gazu ziemnego, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi;
- współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju;
- dysponowanie mocą instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw;
- świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego;
- bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym, stanowiącymi w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938 środek nierynkowy;
- dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji, usług magazynowania paliw gazowych lub usług skraplania gazu ziemnego, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi.

Ponadto zgodnie z art. 58 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są zobowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń. Plany wprowadzania ograniczeń, opracowane przez operatorów, określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców

przyłączonych do ich sieci dla poszczególnych stopni zasilania. Przy czym ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

W okresie obowiązywania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego:

- realizuje obowiązki związane z wprowadzaniem ograniczeń, przez ustalanie i podawanie do publicznej wiadomości stopni zasilania, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń;
- koordynuje działania przedsiębiorstw energetycznych, innych operatorów systemów gazowych, operatorów systemów magazynowania, operatorów systemów skraplania gazu ziemnego w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu gazowego i realizacji ograniczeń;
- dysponuje pełną mocą i pojemnością instalacji magazynowania gazu ziemnego oraz skraplania gazu ziemnego przyłączonych do systemu gazowego oraz dysponuje zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego.

6.2. Zadania przedsiębiorstw energetycznych w zapewnianiu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

W przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny przedsiębiorstwa energetyczne w pierwszej kolejności stosują instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych. W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych mają pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłócenia w dostawach. W sytuacji gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe w celu zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego, jednak są one niewystarczające do zaspokojenia potrzeb wszystkich odbiorców, możliwe jest wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, do których zalicza się uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Zgodnie z art. 49 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, są obowiązane posiadać procedury postępowania mające zastosowanie w przypadku:

- wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego;
- nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

Procedury postępowania, powinny określać w szczególności sposób:

- uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków;
- zmniejszania poboru gazu ziemnego przez odbiorców, zgodnie z umowami z nimi zawartymi.

Procedury postępowania uzgadniane są z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych, a następnie przekazywane operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu połączonego.

Dodatkowo, zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne podejmują działania, których celem jest przeciwdziałanie zagrożeniu wystąpienia zakłóceń w dostawach, w szczególności działania określone w ww. procedurach. Tym samym należy stwierdzić, że ww. procedury nie ograniczają przedsiębiorstw w możliwości podejmowania innych środków rynkowych w celu przeciwdziałaniu zakłóceniom w dostawach gazu ziemnego.

Natomiast art. 24 ustawy o zapasach zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, celem minimalizacji skutków: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej czy nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z przepisami art. 14 ust. 6 rozporządzenia 2017/1938, zobowiązane są do corocznego przekazywania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji na temat nowych umów (lub wprowadzonych zmianach w obowiązujących umowach) na dostawy gazu ziemnego mających wymiar transgraniczny, których okres obowiązywania jest dłuższy niż rok. Informacje powinny zawierać:

- okres obowiązywania umowy;
- określone w umowie roczne ilości gazu ziemnego;
- określone w umowie maksymalne dzienne ilości gazu ziemnego w przypadku stanu alarmowego lub stanu nadzwyczajnego;
- określone w umowie punkty dostawy;
- minimalne dzienne i miesięczne ilości gazu ziemnego;
- warunki wstrzymania gazu ziemnego;
- wskazanie czy dana umowa pojedynczo lub łącznie z umowami danego przedsiębiorstwa zawartymi z tym samym dostawcą lub z podmiotami z nim powiązanymi – powoduje osiągnięcie lub przekroczenie 28% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce.

7. Projekty infrastrukturalne

Tabela 10. Zidentyfikowane działania zapobiegawcze

Działanie	Podmiot odpowiedzialny	Termin	Wpływ projektu na rynek gazu ziemnego w grupie ryzyka
Projekty dywersyfikacyjne			
Zwiększenie zdolności regazyfikacji terminalu LNG w Świnoujściu	OGP Gaz – System S.A. (koordynator przebiegu realizacji inwestycji)	2023	Zwiększenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w Polsce i pozostałych państwach regionu Morza Bałtyckiego oraz Europy Środkowej i Środkowo-Wschodniej. Ograniczenie wrażliwości rynku gazu ziemnego w Polsce oraz w regionie na ryzyko przerw w dostawach z kierunku wschodniego.
FSRU	OGP Gaz - System	2028	Zwiększenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w Polsce i pozostałych państwach regionu Morza Bałtyckiego oraz Europy Środkowej i Środkowo-Wschodniej. Ograniczenie wrażliwości rynku gazu ziemnego w Polsce oraz w regionie na ryzyko przerw w dostawach z kierunku wschodniego.

Projekty wewnątrz krajowe		
Działanie	Podmiot odpowiedzialny	Termin
Realizacja Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w zakresie rozbudowy krajowej sieci przesyłowej	OGP Gaz-System S.A.	2030
Realizacja rozbudowy pojemności PMG i KPMG	Orlen S.A.	2021-2030

Rozbudowa infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń międzysystemowych, jak również zapewnienie nowych kierunków dostaw gazu ziemnego stanowi jeden z głównych elementów przyczyniających się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do kraju oraz integracji z państwami członkowskimi UE. W 2022 r. zostały przekazane do użytkowania następujące połączenia międzysystemowe, które w znaczący sposób wpłynęły na zwieszenie poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.

Projekt Baltic Pipe

To strategiczny projekt infrastrukturalny, który zapewni możliwość przesyłania gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Projekt Baltic Pipe umożliwia również dostawy gazu ziemnego z Polski na rynek duński i szwedzki. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego, poprzez umożliwienie dostępu do jego bezpośrednich źródeł, w istotny sposób wpływa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego całego regionu.

Korzyści wynikające z budowy Baltic Pipe to:

- zróżnicowanie i umożliwienie dostępu do nowych źródeł dostaw gazu ziemnego, które mają istotne znaczenie dla wzmocnienia krajowego i regionalnego bezpieczeństwa energetycznego, wzmocnienie konkurencyjności, zapewnienie ciągłości dostaw;
- poprawa dywersyfikacji źródeł dostaw w Danii, Szwecji oraz w regionie Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej. Duński i szwedzki rynek gazu ziemnego skorzysta z dwóch nowych źródeł zaopatrzenia. Inwestycja zapewni im bezpośredni dostęp do norweskiego gazu ziemnego oraz globalnego rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG) poprzez Terminal LNG w Świnoujściu;
- uruchomienie nowej, dodatkowej trasy dostaw gazu ziemnego z północy Europy przyczyni się do strategicznej zmiany obecnej struktury przepływów gazu w Europie Środkowej i Wschodniej;
- zwiększenie konkurencyjności na regionalnych rynkach gazu ziemnego i ułatwienie konwergencji cenowej pomiędzy rynkami; umożliwienie wejścia na rynek nowych uczestników w regionach oddziaływania projektu.

Połączenie międzysystemowe Polska-Litwa

Głównym celem projektu było połączenie odizolowanych rynków gazu ziemnego państw bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii) z rynkami gazu UE za pośrednictwem nowego dwukierunkowego połączenia międzysystemowego. Projekt umożliwia integrację rynków gazu ziemnego w rejonie Morza Bałtyckiego, a także zmniejsza uzależnienia krajów bałtyckich oraz Finlandii od dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego.

Korzyści wynikające z budowy połączenia Polska-Litwa:

- dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego, zmniejszenie zależności od jednego dostawcy, zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego oraz solidarności energetycznej między państwami członkowskimi, integracja rynków energii w Europie oraz utworzenie wewnętrznego rynku energii;
- na szczeblu krajowym realizacja połączenia Polska-Litwa jest zgodna z działaniami priorytetowymi związanymi z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego takimi jak: rozbudowa oraz zwiększenie przepustowości gazowych systemów przesyłowych, budowa połączeń międzysystemowych oraz przedłużenie połączeń z innymi systemami gazowymi;

- wzrost konkurencyjności północno-wschodnich regionów Polski dzięki powstaniu nowej infrastruktury przesyłowej pozwalającej na odbiór paliw gazowych za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej lub poprzez bezpośrednie przyłączenie dużych odbiorców przemysłowych, możliwość gazyfikacji regionów do tej pory pozbawionych dostępu do gazu ziemnego.

Połączenie międzysystemowe Polska–Słowacja

Połączenie Polska–Słowacja jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową Korytarza Północ–Południe. Nowy kierunek dostaw wpisuje się w strategiczne kierunki określone w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego.

Korzyści wynikające z budowy połączenia Polska–Słowacja:

- zwiększenie możliwości pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny odbiorców krajowych;
- zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego w sytuacjach kryzysowych;
- dostawy gazu ziemnego do południowo-wschodniej części Polski, w której istnieje rozbudowany system przesyłowy oraz infrastruktura magazynowa;
- eksport gazu ziemnego z Polski w oparciu o dostawy z terminala LNG w Świnoujściu, eksport gazu ziemnego importowanego z norweskiego szelfu kontynentalnego, poprawa bezpieczeństwa energetycznego Słowacji, Polski i całego Regionu Europy Środkowej i Wschodniej.

Inicjatywa Korytarza Północ – Południe

Realizacja inwestycji związanych z budową Korytarza Północ–Południe pozwala zapewnić efektywne połączenie krajowego systemu przesyłowego z europejskim systemem gazociągów magistralnych. Inwestycja ta umożliwi integrację rynków Europy Środkowej i Wschodniej, co jest zgodne z unijną polityką energetyczną.

Korzyści wynikające z budowy Korytarza Północ–Południe:

- niezakłócone i realizowane w odpowiednich ilościach dostawy gazu ziemnego do odbiorców krajowych;
- poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania krajowej sieci przesyłowej oraz wzrost przepustowości systemu przesyłowego;
- rozwój rynku gazu ziemnego poprzez zwiększenie wolumenu dostaw do odbiorców z nowych gazociągów;
- umożliwienie eksportu i/lub importu gazu z sąsiednich krajów: Słowacja, Czechy, Ukraina, Litwa, Dania;
- zwiększenie stopnia integracji regionalnych rynków gazu ziemnego;
- zwiększenie stopnia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego;
- umożliwienie dostępu do nowych źródeł dostaw gazu ziemnego dla państw Europy Środkowej i Wschodniej;

- stworzenie nowego kierunku dostaw gazu ziemnego w Europie i efektywne wykorzystanie wewnętrznych gazociągów przesyłowych w poszczególnych krajach.

8. Obowiązki świadczenia usług użyteczności publicznej związane z bezpieczeństwem dostaw

Obowiązki użyteczności publicznej związane z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego uregulowano w dwóch aktach prawnych: ustawie – Prawo energetyczne oraz w ustawie o zapasach.

8.1. Ustawa – Prawo energetyczne

Zgodnie z art. 9c ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy - Prawo energetyczne operator systemu przesyłowego, dystrybucyjnego lub operator systemu połączonego gazowego, odpowiada za bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych. W tym celu jest zobowiązany do: zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego oraz ciągłości i niezawodności realizacji zaopatrzenia w paliwa gazowe, przy zachowaniu wymagań jakościowych podczas eksploatacji, konserwacji i remontów sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowym oraz zapewnienia realizacji umów z użytkownikami tego systemu.

Przepis art. 4 ust. 1 tej ustawy nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, w tym skroplonego gazu ziemnego, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego, obowiązek utrzymywania zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w paliwa gazowe w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych jest również zapewnione przez sposób, w jaki przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych planują rozwój swoich systemów. Opracowywany przez te przedsiębiorstwa zgodnie z przepisem art. 16 ustawy – Prawo energetyczne plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe dla obszaru swojego działania, który w szczególności obejmuje:

- przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych;
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych;
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi innych państw.

Plan operatora systemu przesyłowego gazowego sporządzany jest na 10 lat, a operatora systemu dystrybucyjnego gazowego na 5 lat. W planach uwzględnia się zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci. Plany sporządzane są w ścisłej współpracy z zainteresowanymi podmiotami, tj. z podmiotami przyłączonymi do sieci, gminami oraz w przypadku planu przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem paliw gazowych samorządem województwa, na obszarze którego planowana jest realizacja przedsięwzięcia inwestycyjnego.

Na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne wydane zostało rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie *minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu* (Dz. U. z 2017 r. poz. 902), w którym określono maksymalny udział gazu ziemnego importowanego z jednego źródła, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku.

Zobowiązanie do świadczenia usługi publicznej w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego określa również art. 40 ust. 1 ww. ustawy, zgodnie z którym: *Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, pomimo wygaśnięcia koncesji, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes społeczny*. Wskazać należy, że ewentualne straty ponoszone z tego tytułu przez przedsiębiorstwo pokrywane są przez Skarb Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, przy zachowaniu należytej staranności.

8.2. Ustawa o zapasach

W ustawie o zapasach określono obowiązki użyteczności publicznej związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, przy czym w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego, w pierwszej kolejności, przed rozpoczęciem stosowania środków nierynkowych, przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do wykorzystania dostępnych środków o charakterze rynkowym. Środki rynkowe mogą w szczególności obejmować zwiększenie dostaw gazu ziemnego, ograniczenia w poborze gazu ziemnego wynikające z umów z odbiorcami (ograniczenia handlowe) i powinny być określone w procedurach postępowania, które zgodnie z przepisem art. 49 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego są obowiązane posiadać.

Procedury postępowania, po ich uzgodnieniu z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych lub odbiorcami, są przekazywane niezwłocznie operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemu połączonego gazowego. Zaznaczyć należy, że zgodnie z art. 49 ust. 3 ustawy o zapasach, obowiązek opracowania procedur postępowania nie stosuje się do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Przedsiębiorstwo energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, w celu zapewnienia zaopatrzenia RP w gaz ziemny oraz minimalizacji skutków zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego, są obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, co szerzej zostało opisane w rozdziale 5.2.

Zgodnie z art. 25 ust. 6 ww. ustawy w związku z koniecznością utrzymywania zapasów obowiązkowych przedsiębiorstwo energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, są obowiązane poinformować Prezesa URE o zamiarze rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego oraz przekazać operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemów połączonych gazowych informacje o miejscu magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w celu weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia tych zapasów do systemu gazowego najpóźniej na 30 dni przed dniem rozpoczęcia tego przywozu.

Zgodnie z art. 28 ww. ustawy, zapasy obowiązkowe gazu ziemnego stanowią majątek przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego, chyba że stanowią one, na podstawie zawartej umowy, majątek podmiotu przyjmującego zlecenie utrzymywania zapasów obowiązkowych. Co więcej, koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa w związku z realizacją tego obowiązku są zaliczane do kosztów uzasadnionych ich działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Ponadto zgodnie z art. 54 ustawy o zapasach, w przypadku:

- zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa;
- nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców;
- wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego;
- awarii w sieciach operatorów systemów gazowych;
- zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych;
- zagrożenia bezpieczeństwa osób;
- zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych;
- konieczności wypełnienia przez RP zobowiązań międzynarodowych;

na terytorium RP lub jego części mogą być wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w poborze gazu ziemnego. Polegają one na ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego. Środek ten dotyczy tylko odbiorców komercyjnych. Zgodnie z art. 58 ust. 4 ustawy o zapasach ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

9. Konsultacje z zainteresowanymi stronami

W celu skonsultowania projektów *Planu działań zapobiegawczych* i *Planu na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* z jak najszerszym gronem podmiotów działających na polskim rynku gazu ziemnego i umożliwienia zgłaszania uwag do projektów, na stronie internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska ogłoszono komunikat o prowadzeniu konsultacji społecznych.

10. Wymiar regionalny – grupy ryzyka

W celu zagwarantowania państwu członkowskiemu dostępu do informacji, które umożliwią zapobieganie lub zareagowanie na potencjalne zakłócenia w dostawach gazu ziemnego w momencie ich wystąpienia, utworzono efektywny system komunikacji oraz wymiany informacji pomiędzy organami właściwymi państw członkowskich w danej grupie ryzyka.

Polska do 2022 r. była członkiem białoruskiej i ukraińskiej grupy ryzyka. Do białoruskiej grupy ryzyka, poza Polską należą: Belgia, Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Niderlandy, Słowacja, Finlandia oraz Szwecja, natomiast do ukraińskiej grupy ryzyka należą: Bułgaria, Czechy, Dania, Niemcy, Grecja, Chorwacja, Włochy, Luksemburg, Węgry, Austria, Rumunia, Słowenia, Słowacja oraz Szwecja. W 2022 r. skutkiem realizacji inwestycji zwiększających bezpieczeństwo polskiego systemu gazowego Polska dołączyła do nowych grup ryzyka wskazanych w załączniku nr 1 do rozporządzenia 2017/1938. W wyniku budowy połączenia międzysystemowego Polska-Litwa, Polska dołączyła do północno-wschodniej grupy ryzyka, związanej z dostawami gazu z kierunku wschodniego, do której należą również: Czechy, Dania, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Słowacja, Finlandia oraz Szwecja. Natomiast w wyniku budowy gazociągu Baltic Pipe, łączącego polski system gazowy przez Danię z złożami Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, Polska stała się członkiem grup ryzyka ze względu na dostawy z Morza Północnego, tj. norweskiej i duńskiej grupy ryzyka. Do norweskiej grupy ryzyka oprócz Polski należą: Belgia, Dania, Niemcy, Irlandia, Hiszpania, Francja, Włochy, Luksemburg, Niderlandy, Portugalia i Szwecja a do duńskiej grupy ryzyka: Dania, Niemcy, Luksemburg, Niderlandy i Szwecja.

10.1. Środki przyjmowane w poszczególnych stanach kryzysowych

Stan wczesnego ostrzeżenia

Ogłoszenie stanu wczesnego ostrzeżenia następuje w momencie, gdy istnieją konkretne, poważne i wiarygodne informacje, że może wystąpić zdarzenie, które może spowodować znaczne pogorszenie sytuacji w zakresie dostaw gazu ziemnego i może doprowadzić do uruchomienia stanu alarmowego lub stanu nadzwyczajnego.

Właściwy organ państwa członkowskiego, które ogłosiło stan wczesnego ostrzeżenia, powinien niezwłocznie poinformować wszystkie pozostałe państwa członkowskie należące do grupy ryzyka o wprowadzeniu tego stanu, a także o każdym wdrożonym środku lub środku, który ma zostać wdrożony, w celu zaradzenia skutkom zakłócenia w dostawach gazu ziemnego.

Właściwy organ powinien zgłaszać wszelkie zmiany w sytuacji w systemie gazowym ze wskazaniem wszystkich przyjętych lub wstrzymanych środków, jeżeli takie istnieją.

Stan alarmowy

Stan alarmowy jest ogłaszany w przypadku, gdy wystąpi zakłócenie w dostawach lub nadzwyczajnie wysokie zapotrzebowanie na gaz ziemny, które prowadzi do znacznego pogorszenia sytuacji w zakresie dostaw, ale rynek nadal jest w stanie poradzić sobie z tym zakłóceniem lub sprostać zapotrzebowaniu bez potrzeby stosowania środków nierynkowych.

Właściwy organ państwa członkowskiego, które ogłosiło stan alarmowy, powinien niezwłocznie poinformować wszystkie pozostałe państwa członkowskie należące do danej grupy ryzyka o wprowadzeniu tego stanu, a także o każdym wdrożonym środku lub środku, który ma zostać wdrożony, w celu zaradzenia skutkom zakłócenia w dostawach gazu ziemnego.

Właściwy organ powinien zgłaszać wszelkie zmiany w sytuacji w systemie gazowym ze wskazaniem wszystkich przyjętych lub wstrzymanych środków, jeżeli takie istnieją.

Stan nadzwyczajny

Stan nadzwyczajny jest ogłaszany w przypadku, gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe, ale dostawy gazu ziemnego są niewystarczające do zaspokojenia pozostałego zapotrzebowania na gaz ziemny, tak że jest konieczne wprowadzenie środków nierynkowych.

Właściwy organ państwa członkowskiego, które ogłosiło stan nadzwyczajny, powinien niezwłocznie poinformować wszystkie pozostałe państwa członkowskie należące do danej grupy ryzyka o wprowadzeniu tego stanu, a także o każdym wdrożonym środku lub środku, który ma zostać wdrożony, w celu zaradzenia skutkom zakłócenia w dostawach gazu ziemnego.

Właściwy organ powinien zgłaszać wszelkie zmiany w sytuacji w systemie gazowym ze wskazaniem wszystkich przyjętych lub zaprzestanych środków, jeżeli takie istnieją. Środki nierynkowe muszą być dodatkowo wprowadzone w celu, w szczególności, zabezpieczenia dostaw gazu do odbiorców chronionych zgodnie z art. 6 rozporządzenia 2017/1938.

Zgodnie z art. 11 ust. 7 rozporządzenia 2017/1938 podczas stanu nadzwyczajnego, na wniosek odpowiedniego operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej lub gazu ziemnego, państwo członkowskie może podjąć decyzję o priorytetowym traktowaniu dostaw gazu ziemnego, do niektórych kluczowych elektrowni względem dostaw gazu ziemnego do niektórych kategorii odbiorców chronionych. W związku z powyższym, w poniższej tabeli zestawiono wykaz polskich kluczowych elektrowni i elektrociepłowni wraz z maksymalnym dobowym zużyciem gazu ziemnego przez te jednostki.

Tabela 11. Zużycie gazu ziemnego przez elektrownie i elektrociepłownie

Jednostka	Rodzaj paliw gazowych	Rodzaj jednostki wytwórczej	Moc osiągalna	Maksymalne dobowe zużycie gazu ziemnego w 2022 r. [tys. m ³]
			[MW]	
EC Płock	Gaz ziemny wysokometanowy	JWCD	630	2 282
EC Rzeszów - Pasywna	Gaz ziemny wysokometanowy	nJWCD	101	609
EC Toruń	Gaz ziemny wysokometanowy	nJWCD	101	999
EC Włocławek	Gaz ziemny wysokometanowy	JWCD	465	1 743
EC Wrotków - Pasywna	Gaz ziemny wysokometanowy	nJWCD	231	1 089
EC Zielona Góra - Pasywna	Gaz ziemny zaazotowany	nJWCD	188	1 241
EC Żerań 2	Gaz ziemny wysokometanowy	JWCD	496	2 359
Gorzów	Gaz ziemny zaazotowany	nJWCD	70	1 348
EC Gorzów	Gaz ziemny zaazotowany oraz wysokometanowy	nJWCD	138	
Nowa Sarzyna - Pasywna	Gaz ziemny wysokometanowy	nJWCD	129	590
Stalowa Wola 4	Gaz ziemny wysokometanowy	JWCD	450	1 539

JWCD – Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana

nJWCD – Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką centralnie dysponowaną

10.2. Współpraca w ramach grup ryzyka

Polska jest członkiem białoruskiej, ukraińskiej, północno-wschodniej, duńskiej oraz norweskiej grupy ryzyka. Państwa członkowskie będące członkami każdej z grup ryzyka współpracują ze sobą, a także przekazują informacje mogące mieć wpływ na funkcjonowanie rynku gazu w państwach członkowskich grupy. Aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, wprowadzono odpowiednie mechanizmy współpracy obejmujące procedury związane z komunikacją oraz przekazywaniem informacji.

Szybka i skuteczna wymiana informacji między właściwymi organami państw członkowskich należących do grupy ryzyka jest kluczowym elementem radzenia sobie z potencjalnymi konsekwencjami zakłóceń w dostawach w tak zróżnicowanym regionie.

10.2.1. Mechanizmy współpracy

10.2.1.1. Procedury w ramach Systemu Koordynacji Regionalnej ds. gazu

Zgodnie z art. 3 ust. 6 rozporządzenia 2017/1938, rola Systemu Koordynacji Regionalnej do spraw Gazu (ReCo System) ustanowionego przez ENTSOG i składającego się ze stałych grup ekspertów, w celu współpracy i wymiany informacji między operatorami systemów przesyłowych w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej o zasięgu regionalnym lub unijnym, jest bardzo znacząca. ReCo System uważany jest za środek zapobiegawczy. Każdy środek oferowany przez ReCo System może zostać przyjęty w zależności od skali, w której zdarzenie zostało sklasyfikowane.

10.2.1.2. Solidarność między państwami członkowskimi

Jeżeli państwo członkowskie nie jest w stanie pokryć deficytu w dostawach gazu ziemnego do swoich odbiorców chronionych w ramach solidarności, mimo wyczerpania wszystkich środków rynkowych i wszystkich innych środków przewidzianych w *Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej*, zgodnie z przepisami art. 13 rozporządzenia (UE) 2017/1938, właściwy organ tego państwa członkowskiego może zwrócić się o zastosowanie mechanizmu solidarności, zgłaszając wniosek do KE i właściwych organów wszystkich państw członkowskich, z którymi jest bezpośrednio połączony lub połączony jest za pośrednictwem państwa trzeciego.

Właściwy organ państwa wnioskującego powinien również niezwłocznie poinformować właściwe organy wszystkich państw członkowskich należących do grupy ryzyka o zgłoszonym wniosku.

11. Sprawozdawczość

Podmioty realizujące działania wskazane w tabeli 10 niniejszego Planu, zobowiązane są do składania ministrowi właściwemu do spraw energii kwartalnych sprawozdań z realizacji działań służących poprawie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Sprawozdania te zawierają harmonogram prac, przewidywany termin zakończenia inwestycji, zagrożenia dla realizacji inwestycji zidentyfikowane przez podmiot realizujący oraz jej wpływ na scenariusze kryzysowe zidentyfikowane w aktualnej *Ocenie ryzyka* oraz *Planie działań zapobiegawczych*.

Ponadto do dnia 1 września każdego roku operator systemu przesyłowego w porozumieniu z przedsiębiorstwami dokonującymi przywozu gazu ziemnego na terytorium Polski przygotowuje dla organu właściwego raport dotyczący przygotowania systemu gazowego do sezonu zimowego z uwzględnieniem analizy pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w warunkach bezawaryjnych.