

Akceptuję

Tomasz Dąbrowski
podsekretarz stanu

dokument podpisany elektronicznie



MINISTER ENERGII

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, 2019 r.

Spis treści

1. PODSUMOWANIE I WNIOSKI	5
2. WSTĘP	7
3. OPIS SYSTEMU	8
3.1. OPIS REGIONALNEGO SYSTEMU GAZOWEGO.....	8
3.1.1. Regionalna grupa ryzyka – Białoruś	8
3.1.2. Regionalna grupa ryzyka – Ukraina.....	9
3.2. OPIS KRAJOWEGO SYSTEMU GAZOWEGO – POLSKA.....	10
3.2.1. Krajowe zużycie gazu ziemnego oraz struktura sprzedaży gazu ziemnego	10
3.2.2. Charakterystyka krajowego systemu gazowego	11
3.2.3. Infrastruktura gazowa kluczowa dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego	15
3.2.4. Źródła importu gazu ziemnego oraz struktura importu gazu ziemnego	16
3.2.5. System magazynowania gazu ziemnego	16
3.2.6. Krajowe wydobycie gazu ziemnego	17
3.2.7. Wykorzystanie gazu ziemnego przy produkcji energii elektrycznej	18
3.2.8. Rola środków na rzecz efektywności energetycznej.....	19
4. STRESZCZENIE OCENY RYZYKA	21
4.1. WSPÓLNA OCENA RYZYKA.....	21
4.1.1. Wspólna ocena ryzyka dla białoruskiej grupy ryzyka	21
4.1.2. Wspólna ocena ryzyka dla ukraińskiej grupy ryzyka	23
4.2. KRAJOWA OCENA RYZYKA.....	24
5. STANDARD W ZAKRESIE INFRASTRUKTURY	27
5.1. WSKAŹNIK N-1 NA SZCZEBLU REGIONALNYM.....	28
5.1.1. Wskaźnik N-1 białoruskiej grupy ryzyka	28
5.1.2. Wskaźnik N-1 ukraińskiej grupy ryzyka	31
5.2. WSKAŹNIK N-1 NA SZCZEBLU KRAJOWYM.....	32
5.2.1. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego	32
5.2.2. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu zaazotowanego	33
5.3. ZDOLNOŚĆ PRZEPŁYWU W OBU KIERUNKACH.....	34
6. ZGODNOŚĆ ZE STANDARDEM W ZAKRESIE DOSTAW	36
7. ŚRODKI ZAPOBIEGAWCZE	38
7.1. ŚRODKI RYNKOWE.....	38
7.2. ŚRODKI NIERYNKOWE.....	39
8. INNE ŚRODKI I OBOWIĄZKI W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA FUNKCJONOWANIA SYSTEMU	42
8.1. ROLA OPERATORÓW W ZAPEWNIENIU BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW GAZU ZIEMNEGO.....	42
8.2. ZADANIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH W ZAPEWNIENIU BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW GAZU ZIEMNEGO.....	43
9. PROJEKTY INFRASTRUKTURALNE	45
10. OBOWIĄZKI ŚWIADCZENIA USŁUG UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ ZWIĄZANE Z BEZPIECZEŃSTWEM DOSTAW	50
10.1. USTAWA – PRAWO ENERGETYCZNE.....	50
10.2. USTAWA O ZAPASACH.....	51
11. WYMIAR REGIONALNY	53
11.1. REGIONALNA GRUPA RYZYKA – BIAŁORUŚ.....	53
11.1.1. Wskaźnik N-1.....	53
11.1.2. Mechanizm współpracy	53
11.1.3. Środki zapobiegawcze	54
11.1.4. Elektrownie kluczowe	57

11.2.	REGIONALNA GRUPA RYZYKA – UKRAINA.....	58
11.2.1.	Wskaźnik N-1.....	58
11.2.2.	Mechanizmy współpracy	58
11.2.3.	Środki zapobiegawcze	59

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
PGNiG S.A.	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
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. Podsumowanie i wnioski

Niniejszy *Plan działań zapobiegawczych* określa środki mające na celu usunięcie lub złagodzenie ryzyka i zagrożeń w dostawach gazu ziemnego wysokometanowego.

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 (np. polityczne) 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.

Ponadto, niniejszym planie została dokonana ocena zdolności Polski do dostarczania gazu ziemnego zgodnie z określonymi w rozporządzeniu 2017/1938 standardami (tj. standardem w zakresie infrastruktury oraz standardem w zakresie dostaw).

Standard w zakresie infrastruktury, określany przez tzw. wskaźnik N-1, opisuje zdolność techniczną infrastruktury gazowej do zaspokojenia całkowitego zapotrzebowania na gaz ziemny, na obszarze analizowanym, w przypadku zakłóceń w funkcjonowaniu największego pojedynczego elementu tej infrastruktury, w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania, występującym statystycznie raz na 20 lat.

Obiektem stanowiącym największy, pojedynczy element infrastruktury w polskim systemie przesyłowym, jest Systemowa Stacja Redukcyjno-Pomiarowa we Włocławku (SSRP Włocławek). Wskaźnik N-1 obliczony dla Polski, przy założeniu awarii SSRP Włocławek wyniósł 118,2%. 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.

Ponadto, obliczono, że w Polsce 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. 1 131,2 mln m³ (12 296 GWh).

Ze względu na istotną rolę państw członkowskich poszczególnych grup ryzyka w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski, w niniejszym dokumencie dużą uwagę poświęcono współpracy regionalnej. Z uwagi na fakt, iż sprawnie działający wewnętrzny rynek gazu ziemnego jest kluczem zapewniającym bezpieczeństwo dostaw tego surowca w całej Unii Europejskiej, w planie zawarto opis mechanizmów stosowanych do celów współpracy pomiędzy państwami członkowskimi w odpowiednich grupach ryzyka. Polska jest członkiem dwóch grup ryzyka ze względu na dostawy gazu ziemnego ze Wschodu:

- Białoruś – państwa członkowskie należące do grupy ryzyka: Belgia, Republika Czeska, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Holandia, Polska, Słowacja,

- Ukraina – państwa członkowskie należące do grupy ryzyka: Bułgaria, Republika Czeska, Niemcy, Grecja, Chorwacja, Włochy, Luksemburg, Węgry, Austria, Polska, Rumunia, Słowenia, Słowacja.

W ocenie Ministra Energii, prowadzona integracja polskiego systemu gazowego z systemami państw członkowskich poszczególnych grup ryzyka pozwoli 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 względzie należy w szczególności podkreślić znaczenie budowy dwukierunkowych połączeń międzysystemowych, jak również budowy gazociągu Baltic Pipe, rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu i planów budowy pływającego terminalu regazyfikacyjnego w Zatoce Gdańskiej. 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 zakłócenia w dostawach.

Należy nadmienić, że oprócz realizacji ww. projektów dywersyfikacyjnych i integracyjnych z państwami UE, operator systemu przesyłowego prowadzi działania w zakresie rozbudowy krajowego systemu gazowego, co przyczyni się do zapewnienia rozptyłów gazu ziemnego z nowych i rozbudowanych punktów wejścia do krajowej sieci.

Obok programów wykonywanych przez operatora systemu przesyłowego, na terenie kraju jest realizowany program operatora systemu dystrybucyjnego, który umożliwi przyłączenie 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.

2. Wstęp

Sprawy z zakresu bezpieczeństwa energetycznego kraju, w tym bezpieczeństwa paliwowego państwa, należą, zgodnie z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o *działach administracji rządowej* (Dz.U. z 2018 r. poz. 762 i 810) w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w *sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii* (Dz.U. poz. 2314) do kompetencji Ministra Energii.

Ponadto ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2018 r. poz. 755, z późn. zm.) stanowi, że do zadań Ministra Energii w zakresie polityki energetycznej należy m.in. nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe.

Minister Energii działa jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. *dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010*.

Zgodnie z art. 8 ust. 2 rozporządzenia 2017/1938 właściwy organ każdego państwa członkowskiego opracowuje *Plan działań zapobiegawczych*, obejmujący środki niezbędne w celu wyeliminowania lub ograniczenia zidentyfikowanych ryzyk, odnoszący się do skutków zastosowania środków w zakresie efektywności energetycznej i środków po stronie popytu we *Wspólnych i krajowej ocenie ryzyka*.

3. Opis systemu

3.1. Opis regionalnego systemu gazowego

3.1.1. Regionalna grupa ryzyka – Białoruś

Do regionalnej białoruskiej grupy ryzyka należą: Belgia, Republika Czeska, Niemcy, Estonia, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Holandia, Polska i Słowacja.

Przeprowadzone analizy wskazują, że całkowite zużycie gazu ziemnego we wszystkich państwach członkowskich wchodzących w skład białoruskiej grupy ryzyka rośnie. W 2016 r. zużycie wyniosło 158 mld m³ (1 702,95 TWh), natomiast w 2017 r. 163 mld m³ (1 760,94 GWh). Największe zużycie gazu ziemnego w tej grupie ryzyka w 2017 r. odnotowano w Niemczech (74 mld m³, tj. 802 TWh), a najmniejsze w Estonii (0,5 mld m³, tj. 5,36 TWh).

Gaz ziemny może być wprowadzany i wyprowadzany do i z systemów gazowych państw białoruskiej grupy ryzyka do i z państw spoza tej grupy przez 15 jednokierunkowych punktów wejścia, 7 jednokierunkowych punktów wyjścia oraz 7 dwukierunkowych punktów wejścia/wyjścia.

Łączne zdolności wszystkich punktów wejścia do systemów gazowych grupy wynoszą 938,5 mln m³/dobę (10 297 GWh/dobę), w tym największego, zlokalizowanego na granicy Słowacji i Ukrainy: Uzhgorod-Velke Kapusany – 180,3 mln m³/dobę (2 028 GWh/d).

Sumaryczne zdolności przesyłowe punktów wyjścia z systemu gazowego grupy białoruskiej do państw spoza grupy wynoszą 502,6 mln m³/dobę (5 515 GWh/dobę), z czego największe zdolności posiada punkt wyjścia położony na granicy Słowacji i Austrii Baumgarten 139,6 mln m³/dobę (1 570,4 GWh/d).

Pomiędzy państwami białoruskiej grupy ryzyka istnieją 23 połączenia wzajemne. Największym punktem zarówno wejścia jak i wyjścia do systemu gazowego w ramach białoruskiej grupy ryzyka jest Lanžhot na granicy Republiki Czeskiej i Słowacji o przepustowości wejścia 148,8 mln m³/dobę (1 640 GWh/dobę) w kierunku Republiki Czeskiej i wyjścia 81,2 mln m³/dobę (913,7 GWh) w kierunku Słowacji.

Terminale LNG w białoruskiej grupie ryzyka funkcjonują w Belgii, Litwie, Holandii i w Polsce. Całkowita zdolność regazyfikacyjna wszystkich terminali w sezonie 2016/2017 wyniosła 105,6 mln m³/dobę (1 151 GWh/dobę), a w skali roku – 29,7 mld m³ (3 235,3 TWh). Poziomy wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych terminali w poszczególnych państwach członkowskich, zarówno rocznego, jak i w pojedynczym dniu najwyższego zapotrzebowania były bardzo zróżnicowane.

Tabela 1. Zdolności techniczne terminali LNG w poszczególnych państwach członkowskich

Kraj	Belgia	Litwa	Holandia	Polska
Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG mln m ³ /d (GWh/d)	40,80 (471,24)	10,24 (122,40)	40,84 (399)	13,68 (158)
Techniczna zdolność regazyfikacyjna terminalu LNG mld m ³ /rok (TWh/rok)	9,0 (1 039,50)	3,74 (446,76)	12 (117 230)	4,99 (576,71)
Stopień wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych w dniu najwyższego zapotrzebowania w sezonie 2016/2017	4,70%	84,0%	90,46%	30,26%
Roczny stopień wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych	11,90 %	29,0%	6,0%	31,88%

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Białoruś

Sumaryczna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego w 2017 r. w białoruskiej grupie ryzyka wyniosła łącznie 178,5 mld m³ (1 958 TWh). Instalacjami magazynowymi dysponują Belgia, Republika Czeska, Niemcy, Łotwa, Holandia, Polska i Słowacja. Natomiast Estonia, Luksemburg oraz Litwa nie posiadają podziemnych magazynów gazu ziemnego w swoim systemie gazowym.

W 2017 r. maksymalna dzienna zdolność odbioru gazu ziemnego z podziemnych magazynów gazu ziemnego w białoruskiej grupie ryzyka przy całkowitym napełnieniu wyniosła 1,1 mld m³/dobę (12 096 GWh/dobę), natomiast na koniec sezonu 0,85 mld m³/dobę (9 326 GWh/dobę).

Całkowite wydobycie gazu ziemnego w państwach tworzących białoruską grupę ryzyka w 2017 r. wyniosło 53 mld m³ (530 609 GWh), co stanowi ok. 33% całkowitego zużycia gazu ziemnego w państwach członkowskich grupy. W ostatnich latach najwyższy poziom wydobycia utrzymuje się w Holandii, natomiast najniższy na Słowacji. W 2017 r. wartości te osiągnęły wartość odpowiednio 45 mld m³ (442 000 GWh) i 0,09 mld m³ (949 GWh). W Estonii, Litwie, Łotwie, Luksemburgu oraz Belgii nie jest prowadzone wydobycie gazu ziemnego.

Całkowite zużycie gazu ziemnego, w celu wytwarzania energii elektrycznej w 2016 r. w białoruskiej grupie ryzyka wyniosło 44,88 mld m³ (492 TWh). Największe wykorzystanie gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej odnotowano w Niemczech (20,77 mld m³, tj. 227,89 TWh), natomiast najmniejsze w Luksemburgu (92 mln m³, tj. 1,01 TWh).

3.1.2. Regionalna grupa ryzyka – Ukraina

Do regionalnej ukraińskiej grupy ryzyka należą: Bułgaria, Republika Czeska, Niemcy, Grecja, Chorwacja, Włochy, Luksemburg, Węgry Austria, Polska, Rumunia, Słowenia i Słowacja.

W 2017 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w ukraińskiej grupie ryzyka wyniosło 243,69 mld m³ (2 673 TWh). Największe zużycie gazu ziemnego w tej grupie ryzyka

odnotowano w Niemczech (74 mld m³, tj. 802 TWh), a najmniejsze w Chorwacji (0,11 mld m³, tj. 1,15 TWh).

Wśród państw ukraińskiej grupy ryzyka terminale skroplonego gazu ziemnego funkcjonują w Grecji (1), Polsce (1) oraz we Włoszech (3). Całkowita zdolność regazyfikacyjna terminali w tej grupie ryzyka w 2017 r. wyniosła 79,5 mln m³/dobę (872 GWh/dobę), z czego największe moce regazyfikacyjne posiadały Włochy (15,9 mld m³/rok). Najwyższy wskaźnik wykorzystania zdolności regazyfikacyjnych instalacji LNG wśród państw członkowskich ukraińskiej grupy ryzyka w 2017 r. wynosił 66% i został odnotowany we Włoszech.

Łączna pojemność czynna podziemnych magazynów gazu ziemnego w 2017 r. w ukraińskiej grupie ryzyka wyniosła 59,1 mld m³ (648 TWh). Wśród państw ukraińskiej grupy ryzyka największe pojemności magazynowe gazu ziemnego znajdują się w Niemczech, wynoszą one (ok. 24 mld m³ 263 TWh), natomiast Grecja, Luksemburg oraz Słowenia nie posiadają podziemnych magazynów gazu ziemnego.

Całkowite wydobycie gazu ziemnego w państwach tworzących ukraińską grupę ryzyka w 2017 r. wyniosło 33,61 mld m³ (369 TWh), co stanowi ok. 13,8% całkowitego zużycia gazu ziemnego w tej grupie. Największe wydobycie odnotowano w Rumunii (11,18 mld m³, tj. 122,67 TWh), natomiast najmniejsze w Grecji i Słowenii (po 8 mln m³, tj. 87,8 GWh). Wśród państw tej grupy jedynie na obszarze Luksemburga nie jest prowadzona działalność w zakresie wydobycia gazu ziemnego.

Całkowite zużycie gazu ziemnego przy produkcji energii elektrycznej w 2016 r. w państwach członkowskich tworzących ukraińską grupę ryzyka wyniosło 65,65 mld m³ (720 TWh). Największe wykorzystanie gazu ziemnego przy wytwarzaniu energii w 2016 r. odnotowano we Włoszech na poziomie 27,76 mld m³ (305 TWh), natomiast najmniejsze w Luksemburgu 92 mln m³ (1 009 GWh).

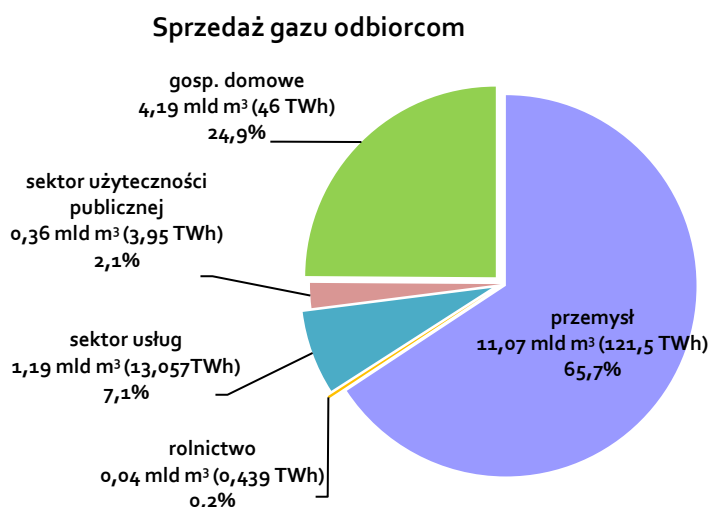
3.2. Opis krajowego systemu gazowego – Polska

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

W 2018 r. krajowe zużycie gazu ziemnego wyniosło 17,6 mld m³ (198,788 TWh) i w porównaniu do roku poprzedniego wzrosło o 3,89%.

W 2018 r. przedsiębiorstwa energetyczne sprzedały 16,85 mld m³ (185 TWh) gazu ziemnego do ponad 7 mln odbiorców końcowych, co stanowi w porównaniu do 2017 r. wzrost o 3,4%. Najwięcej, bo 11,07 mld m³ (121,5 TWh) gazu ziemnego zostało sprzedane do odbiorców przemysłowych (65,7%), natomiast 4,19 mld m³ (46 TWh) do odbiorców w gospodarstwach domowych (24,9%).

Rysunek 1. Struktura sprzedaży gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy) do odbiorców końcowych w podziale na sektory oraz



Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii.

Szczytowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny w 2018 r. wystąpiło w dniu 28 lutego i wyniosło 81 mln m³/dobę (905,7 GWh/dobę), tym samym dotychczasowe maksymalne historyczne zużycie dobowe odnotowane w 2012 r. wynoszące 72,3 mln m³/dobę (793 GWh/dobę) zostało znacząco przekroczone.

3.2.2. Charakterystyka krajowego systemu gazowego

3.2.2.1. Krajowy system przesyłowy

Krajowy system przesyłowy składa się z gazociągów przesyłowych o łącznej długości ok. 10 743 km (według stanu na dzień 31 grudnia 2018 r.), z czego :

- 10 031 km sieci gazu wysokometanowego E,
- 712 km w sieci gazu zaazotowanego Lw,

oraz 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) Drozdowicze (granica polsko-ukraińska),
 - b) Wysokoje (granica polsko-białoruska),
 - c) Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Lasów – granica polsko-niemiecka),
 - d) Cieszyn (granica polsko-czeska),
 - e) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Lwówku),
 - Mallnow (tzw. rewers wirtualny lub fizyczny w sytuacji wstrzymania tranzytu gazociągiem Jamał-Europa),

- f) połączenia realizujące import lokalny:
 - Tietierowka (granica polsko-białoruska),
 - Punkt GCP Gaz-System/ONTRAS (Gubin - granica polsko-niemiecka),
 - Branice (granica polsko-czeska),
 - g) punkt wejścia z terminalu LNG w Świnoujściu.
2. źródłami 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 oraz
 - c) PMG Wierzchowice.

Z polskim systemem przesyłowym w 2018 r. współpracowało 14 tłoczni gazu ziemnego, o łącznej zainstalowanej mocy ok 130 MW.

Rysunek 2. System przesyłowy gazu ziemnego



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

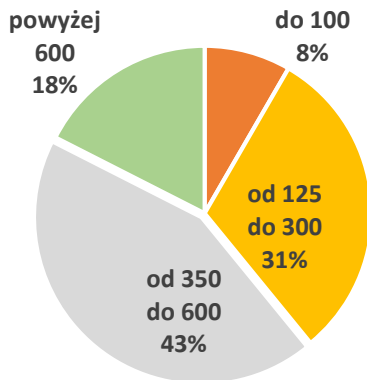
Tabela 2. Zdolności techniczne w punktach wejścia z innych systemów przesyłowych i z terminalu LNG

	Zdolność techniczna na zasadach ciągłych mln m ³ /d (GWh/d)	Z kraju	Uwagi
Drozdowicze	12,0 (131,7)	Ukraina	
Wysokoje	15,0 (164,6)	Białoruś	
Tietierowka	0,6 (6,6)	Białoruś	zasilanie o charakterze lokalnym
Terminal LNG	13,7 (150,3)		zdolność techniczna regazyfikacji
Punkt Wzajemnego Połączenia	24,7 (271)	Polska (SGT)	dostawy do PWP mogą być realizowane z kierunku Kondratki i Mallnow Rewers z kierunku Niemiec
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	4,4 (48,3)	Niemcy	Lasów, Gubin, Kamminke
Cieszyn	2,5/0,4 (27,4/4,4)	Czechy	październik-kwiecień/maj-wrzesień
SUMA	72,9/70,8 (800/776,8)		

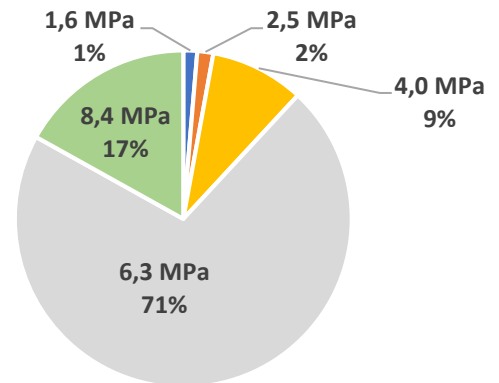
Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Krajowy system przesyłowy jest zróżnicowany pod względem parametrów technicznych, w tym w szczególności różnorodnie są średnice gazociągów i ich ciśnienia robocze w różnych częściach kraju. Gazociągi o największych średnicach zlokalizowane były na wschodzie kraju. Rozkład ten zmienia się stopniowo w miarę postępu prac związanych z zakończeniem kolejnych inwestycji zlokalizowanych głównie w północno-zachodniej, północnej i centralnej części kraju, służących dywersyfikacji dróg i źródeł dostaw. W wyniku prowadzonych od 2009 r. inwestycji udział gazociągów wysokiego ciśnienia (ciśnienie robocze 8,4 MPa) wzrósł z 5% do obecnych ok. 17 % długości całego systemu przesyłowego.

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



Rysunek 4. Gazociągi wysokiego ciśnienia wg. kategorii ciśnień



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego ma charakter wyspowy i nie jest bezpośrednio połączony z systemem przesyłowym gazu wysokometanowego. System ten zasilany jest gazem ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu: Kościan-Brońsko, Radlin, Kaleje (Mchy). Dodatkowo system gazu zaazotowanego zasilany jest gazem z kopalń Wielichowo, Paproć, Lubiatów, 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. W 2018 r ilość przesyłanego gazu ziemnego wyniosła 742,3 mln m³ (6 763,1 GWh).

Rysunek 5. System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

3.2.2.2. Krajowy system dystrybucyjny

Na krajowy system dystrybucyjny składa się prawie 195 tys. km sieci dystrybucyjnych wraz z czynnymi przyłączami. Działalność w obszarze dystrybucji gazu ziemnego w Polsce w 2018 r. prowadziło 55 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 2018 r. 95,5% sieci dystrybucyjnej w kraju. Pozostałe ok. 4,5% sieci dystrybucyjnych było własnością 54 spółek prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym.

System gazu Ls jest zasilany przez dwie mieszalnie gazu MG Gorzysław i MG Karlino oraz PMG Daszewo. Gaz zaazotowany Ls komponowany na mieszalniach, uzyskuje się w wyniku mieszania gazu wydobywanego z lokalnych złóż gazu zaazotowanego (<Ls) z gazem wysokometanowym pobieranym z systemu dystrybucyjnego. Gaz z mieszalni kierowany jest do sieci dystrybucyjnej Ls wysokiego ciśnienia.

Rysunek 6. System dystrybucyjny gazu ziemnego zarządzany przez PSG Sp. z o.o. (kolor pomarańczowy)



Źródło: PSG Sp. z o.o.

3.2.3. Infrastruktura gazowa kluczowa dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Z punktu widzenia polskiego systemu przesyłowego obiektem stanowiącym największą pojedynczą infrastrukturę gazową jest SSRP Włocławek. Pozostała kluczowa infrastruktura gazowa jest elementem oceny w ramach ustawy z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw energii oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych i zgodnie z nią podlega

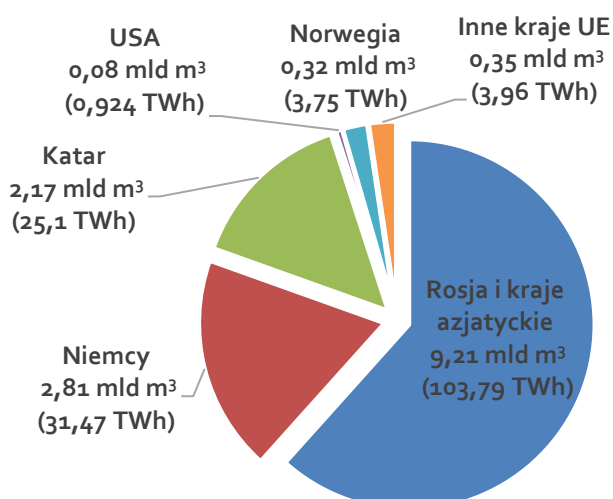
wpisowi do odpowiedniego wykazu, który jest dokumentem chronionym zgodnie z ustawą z dnia 5 sierpnia 2010 r. *o ochronie informacji niejawnych*.

3.2.4. Źródła importu gazu ziemnego oraz struktura importu gazu ziemnego

Z roku na rok obserwuje się coraz większy wzrost stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. W 2018 r. całkowity przywóz gazu ziemnego do Polski wyniósł 14,95 mld m³ (168,99 TWh), z czego:

- import z kierunku wschodniego (w tym poprzez gazociąg Jamał-Europa) – 9,21 mld m³ (103,79 TWh), co stanowi 61,4% całkowitego przywozu;
- nabycie wewnątrzspółnotowe – 3,16 mld m³ (35,43 TWh), co stanowi 20,9 % całkowitego przywozu, w tym:
 - z Niemiec – 2,81 mld m³ (31,47 TWh), co stanowi 18,6% całkowitego przywozu;
 - z innych krajów UE – 0,35 mld m³ (3,96 TWh), co stanowi 2,3% całkowitego przywozu;
- import LNG łącznie – 2,57 mld m³ (29,77 TWh), co stanowi 17,6% całkowitego przywozu, w tym:
 - import gazu ziemnego z Kataru – 2,17 mld m³ (25,1 TWh) po regazyfikacji, co stanowi 14,9% całkowitego przywozu;
 - import gazu ziemnego z USA – 0,08 mld m³ (0,924 TWh), co stanowi 0,5% całkowitego przywozu;
 - import gazu ziemnego z Norwegii – 0,32 mld m³ (3,75 TWh), co stanowi 2,2% całkowitego importu.

Rysunek 7. Struktura przywozu gazu ziemnego do Polski w 2018 r.



Źródło: *Badania statystyczne Ministra Energii*

3.2.5. 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 dzień 30 czerwca 2019 r. pojemność czynna podziemnych magazynów gazu wysokometanowego wyniosła 3,075 mld m³ (34,2 TWh), sumaryczna moc odbioru wszystkich PMG przy 100% napełnieniu instalacji magazynowych wyniosła 48,69 mln m³/dobę (534,23 GWh/dobę), natomiast przy 30% napełnieniu - 33,80 mln m³/dobę (370,85 GWh/dobę).

Obok ww. magazynów gazu wysokometanowego, funkcjonują dwa magazyny gazu zaazotowanego, zarządzane przez PGNiG S.A.: PMG Daszewo o pojemności 40 mln m³ (320 GWh) i maksymalnej mocy odbioru 0,48 mln m³/dobę (3,84 GWh/dobę) i PMG Bonikowo o pojemności 200 mln m³ (1 755 GWh) i maksymalnej mocy odbioru 2,4 mln m³/dobę (21,3 GWh/dobę), które wykorzystywane są do stabilizacji wydobycia gazu zaazotowanego. Należy podkreślić fakt, iż w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, PMG Bonikowo i PMG Daszewo nie są instalacjami magazynowymi, ponieważ nie mają wyznaczonego operatora systemu magazynowania i są wykorzystywane wyłącznie do działalności produkcyjnej.

3.2.6. Krajowe wydobycie gazu ziemnego

W 2018 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4,03 mld m³ (44,24 TWh), w tym:

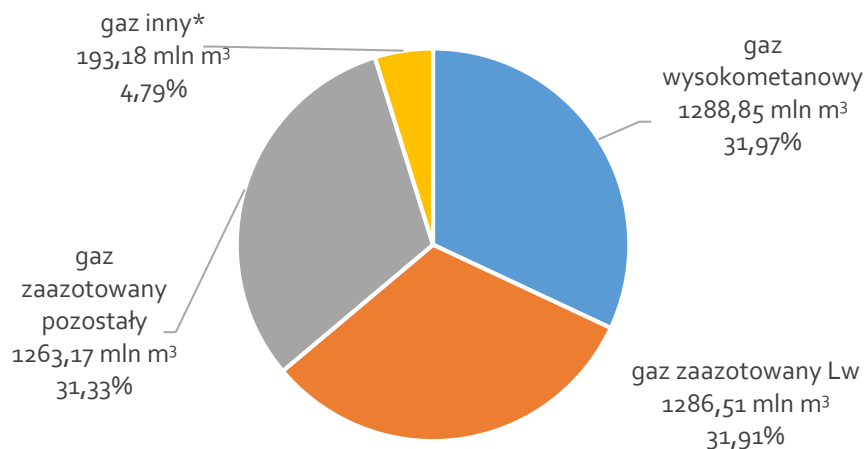
- gazu wysokometanowego – 1,28 mld m³ (14,14 TWh),
- gazu zaazotowanego – 2,54 mld m³ (27,98 TWh),
- gazu z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego – 0,19 mld m³ (2,12 TWh).

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 (52,5 GWh/dobę) i zdolności optymalnej 3,84 mln m³/dobę (35 GWh/dobę) oraz w Grodzisku Wielkopolskim o maksymalnych zdolnościach technicznych pracy wynoszących 1,92 mln m³/dobę (17,5 GWh/dobę) i zdolności optymalnej 1,44 mln m³/dobę (13,12 GWh/dobę).

Średnia dzienna zdolność produkcyjna kopalń przyłączonych do krajowego systemu przesyłowego oraz odazotowni kształtowała się na poziomie ok. 5,9 mln m³/dobę (64,7 GWh/dobę). Maksymalna zdolność produkcyjna w 2018 r. wyniosła ok. 7 mln m³/dobę (77,1 GWh/dobę).

W 2018 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego stanowiło ok. 22,9% krajowego zużycia gazu ziemnego.

Rysunek 8. Krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2018 r.



* gaz z odmetanowania kopalń i z wydobycia podmorskiego

Źródło: Badania statystyczne Ministra Energii

3.2.7. Wykorzystanie gazu ziemnego przy produkcji energii elektrycznej

Na przestrzeni kilku ostatnich lat obserwuje się wzrost znaczenia gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej oraz zwiększenie liczby jednostek wytwórczych bazujących na tym paliwie.

W 2018 r. całkowita produkcja energii elektrycznej wyniosła 165,2 TWh, z czego 9,59 TWh wytworzono z gazu ziemnego, co stanowiło 5,80% jej całkowitej produkcji. Wytwarzanie energii elektrycznej z gazu ziemnego w większości zostało przeprowadzone w procesie kogeneracji.

Roczne zużycie gazu ziemnego przez elektrownie i elektrociepłownie na cele wytwarzania energii elektrycznej wyniosło 2 547,7 mln m³ (27,95 TWh).

Sumaryczna moc osiągalna źródeł wytwórczych, wykorzystujących gaz ziemny, przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wynosi 2123 MW, co stanowi ok. 4,56% mocy osiągalnej wszystkich źródeł wytwórczych przyłączonych do KSE.

Tabela 3. Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [GWh]

rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [GWh]	w tym z gazu [GWh]	%
2011	163 153	4 355	2,67%
2012	159 853	4 485	2,81%
2013	162 501	3 149	1,94%
2014	156 567	3 274	2,09%
2015	161 772	4 193	2,59%
2016	162 626	5 776	3,55%
2017	165 852	7 172	4,32%
2018	165 214	9 590	5,80%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Prezesa URE.

W kolejnych latach prognozuje się dalszy wzrost udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym Polski. Zakłada się przede wszystkim zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w jednostkach wytwórczych służących jako moce rezerwowe dla jednostek opartych o odnawialne źródła energii.

W październiku 2018 r. operatorzy systemów przesyłowych – gazowego i elektroenergetycznego (OGP Gaz-System S.A. i Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A) zawarli porozumienie o współpracy w celu koordynacji:

- rozwoju systemów elektroenergetycznego i gazowego,
- rozwoju zasad rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego oraz
- prowadzenia ruchu w systemach elektroenergetycznym i gazowym.

3.2.8. Rola środków na rzecz efektywności energetycznej

W Polsce aktem prawnym regulującym kwestie efektywności energetycznej jest ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (t.j. Dz. U. z 2019 r. poz. 545 z późn. zm.), na podstawie której podmioty zobowiązane są do realizacji przedsięwzięć zwiększających efektywność energetyczną. Ustawa obejmuje zarówno sektor prywatny, jak i sektor publiczny, nakładając zobowiązania oszczędnościowe na wszystkie podmioty. Wylicza ona środki zwiększające efektywność jakimi mogą posłużyć się jednostki sektora publicznego, włączając w to rozwiązanie w postaci zawiązania umowy o poprawę efektywności. Ponadto, zgodnie z ustawą duże przedsiębiorstwa zobligowane zostały do przeprowadzania audytów energetycznych w odstępach czteroletnich.

Głównym zadaniem wprowadzonych ustawą mechanizmów jest doprowadzenie do wypełnienia celu ustalonego na poziomie 13,6 Mtoe w sferze efektywności energetycznej w 2020 r.

Określone w ustawie przedsięwzięcia, będące podstawą mechanizmów poprawy efektywności energetycznej mogą wywierać dwojaki wpływ na ostateczne roczne zużycie

gazu ziemnego w zależności od ich specyfiki. 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.

4. Streszczenie oceny ryzyka

4.1. Wspólna ocena ryzyka

4.1.1. Wspólna ocena ryzyka dla białoruskiej grupy ryzyka

Zgodnie z wynikami analiz przeprowadzonych na potrzeby wspólnej oceny ryzyka, stan rozwoju i zdolności techniczne istniejącej infrastruktury pozwalają w przypadku zakłócenia pojedynczego największego elementu infrastruktury regionalnej pokryć zapotrzebowanie na gaz ziemny. Wskaźnik N-1 dla największej pojedynczej infrastruktury gazowej w regionie (punkt wejścia Kondratki na gazociągu Jamał-Europa) został określony na poziomie 215% (100% stan napełnienia PMG). Natomiast, dla regionu państw bałtyckich, w którym za największą pojedynczą infrastrukturę przyjęto PMG Incukalns, na poziomie 173% (100% stan napełnienia PMG). W obu przypadkach zdolność techniczna całej pozostałej dostępnej infrastruktury gazowej jest wystarczająca do zaspokojenia całkowitego zapotrzebowania na gaz ziemny w analizowanych obszarach w sytuacji zakłócenia funkcjonowania największej pojedynczej infrastruktury.

Ponadto, we wspólnej ocenie ryzyka przeanalizowano 10 scenariuszy zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do regionu:

1) Zakłócenie w dostawach gazu ziemnego przez punkt wejścia Kondratki (BY - PL) – wstrzymanie tranzytu gazu ziemnego przez Polskę w kierunku Niemiec przez gazociąg Jamał-Europa, 1- dzień szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie.

2) Zakłócenie w dostawach gazu ziemnego przez punkt wejścia Kondratki (BY - PL) - wstrzymanie tranzytu gazu ziemnego przez Polskę w kierunku Niemiec przez gazociąg Jamał-Europa, dwa tygodnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie.

3) Zakłócenie dostaw gazu ziemnego przez wszystkie punkty wejścia do regionu z kierunku Białorusi- dwa tygodnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie.

4) Zakłócenie dostaw gazu ziemnego przez wszystkie punkty wejścia do regionu z kierunku Białorusi i Ukrainy- dwa tygodnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie.

5) Całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku Białorusi i Ukrainy, również do państw spoza białoruskiej grupy, dwa tygodnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie.

6) Całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku Białorusi i Ukrainy, również do państw spoza białoruskiej grupy, brak tranzytu gazu ziemnego przez Nordstream I - dwa tygodnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie.

7) Zakłócenie w dostawach gazu ziemnego przez punkt wejścia Kondratki (BY - PL) - wstrzymanie tranzytu gazu ziemnego przez Polskę w kierunku Niemiec przez gazociąg Jamał-Europa, miesiąc (styczeń) wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny.

8) Zakłócenie dostaw gazu ziemnego przez wszystkie punkty wejścia do regionu z kierunku Białorusi- miesiąc (styczeń) wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny.

W analizowanych scenariuszach 1-8, państwa w regionie nie będą narażone na ograniczenie dostaw gazu ziemnego, głównie ze względu na możliwość poboru gazu ziemnego ze wszystkich istniejących PMG w obrębie grupy ryzyka. Natomiast, państwa bałtyckie (Litwa, Łotwa, Estonia) nie będą narażone na ograniczenie podaży jeżeli będzie istniała możliwość odbioru gazu ziemnego z PMG Incukalns oraz możliwe będą dostawy LNG z Klaipėda LNG FSRU.

W przypadku braku dostaw gazu ziemnego z terminalu LNG lub PMG, kraje bałtyckie mogą stanąć w obliczu ograniczenia podaży z powodu obecnych ograniczeń infrastrukturalnych (brak fizycznego połączenia z krajami sąsiednimi).

9) Całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku Białorusi i Ukrainy, również do państw spoza białoruskiej grupy, dwa tygodnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie) - miesiąc (styczeń) wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny.

10) Całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku Białorusi i Ukrainy, również do państw spoza białoruskiej grupy, brak tranzytu gazu ziemnego przez Nordstream I - miesiąc (styczeń) wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie.

Analiza wariantów 9-10 wskazała, iż w przypadku wstrzymania dostaw gazu ziemnego z kierunku Białorusi i Ukrainy w trakcie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny w regionie, jedynym krajem w regionie, który będzie wrażliwy na ograniczenie dostaw jest Polska. Ze względu na możliwość poboru gazu ziemnego ze wszystkich PMG w regionie, która jest na wysokim poziomie a także dzięki dostawom LNG w Belgii (do 40,80 mln m³/dobę) i Holandii (do 40,80 mln m³/dobę), żaden inny kraj w grupie ryzyka nie zostałby objęty tym ograniczeniem. Natomiast, państwa bałtyckie nie będą narażone na ograniczenie dostaw gazu ziemnego, jeżeli będzie istniała możliwość odbioru gazu ziemnego z PMG Incukalns a dostawy LNG z FSRU LNG w Kłajpedzie będą wystarczające. W przypadku braku dostaw gazu ziemnego z terminalu LNG lub PMG, kraje bałtyckie mogą stanąć w obliczu ograniczenia podaży z powodu obecnych ograniczeń infrastrukturalnych (brak fizycznego połączenia z krajami sąsiednimi).

Wspólna ocena ryzyka wskazała na pewien stopień wrażliwości regionu wynikający z zależności od jednego źródła gazu ziemnego. Federacja Rosyjska była głównym źródłem dostaw dla całego regionu we wszystkich analizowanych scenariuszach. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w przypadku zakłóceń na głównych trasach przesyłowych, konieczna była maksymalizacja zdolności przesyłowych w punktach połączeń międzysystemowych w regionie, z innymi członkami UE i państwami trzecimi.

Przeprowadzone symulacje jednoznacznie potwierdziły potrzebę połączenia państw bałtyckich (Litwa, Łotwa, Estonia) z pozostałą częścią regionu poprzez realizowany gazociąg Polska-Litwa. Obecnie, ze względu na ograniczenia infrastrukturalne, w regionie państw bałtyckich, w sytuacji awarii terminalu LNG w Kłajpedzie lub PMG Incukalns w krajach bałtyckich może dochodzić do zakłócenia w dostawach gazu ziemnego do odbiorców. Potwierdzają również celowość dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski, w celu uodpornienia na zakłócenia dostaw z kierunku wschodniego.

4.1.2. Wspólna ocena ryzyka dla ukraińskiej grupy ryzyka

Podobnie jak w przypadku grupy białoruskiej, wyniki wspólnej oceny ryzyka dla grupy ukraińskiej wskazały, że stan rozwoju sieci gazowych i zdolności techniczne istniejącej infrastruktury pozwalają w przypadku zakłócenia pojedynczego największego elementu infrastruktury, na poziomie regionalnym, pokryć szczytowy poziom zapotrzebowania na gaz ziemny w tym regionie. Wartość współczynnika N-1 dla pojedynczej największej infrastruktury gazowej w regionie, za którą przyjęto punkt Uzhgorod, została określona na poziomie 166% przy pełnym stanie napełnienia PMG oraz 146% przy stanie napełnienia PMG wynoszącym 30% (dla horyzontu czasowego 2018/2019).

Ponadto, we *Wspólnej ocenie ryzyka* przeanalizowano 8 scenariuszy zakłóceń w dostawach gazu ziemnego:

1) Awaria ukraińskiego korytarza dostaw gazu ziemnego- scenariusz ten zakłada zakłócenie dostaw w punkcie Uzhgorod (UA) - Velké Kapusany (SK) przez okres:

- 7 dni (od początku lutego), zgodnie z wynikami, wszystkie państwa członkowskie będą mogły stawić czoła temu zdarzeniu i będą w stanie całkowicie zaspokoić popyt na gaz ziemny
- 14 dni (od początku lutego), zgodnie z wynikami, w przypadku takiego scenariusza Bułgaria, Grecja i Rumunia staną w obliczu niezbilansowanych systemów.
- 30 dni (od początku lutego), zgodnie z wynikami, w przypadku takiego scenariusza Bułgaria, Grecja i Rumunia staną w obliczu niezbilansowanych systemów, natomiast zapotrzebowanie na gaz ziemny w pozostałych państwach członkowskich ukraińskiej grupy ryzyka będzie w pełni zaspokojone.

2) Awaria ukraińskiego korytarza dostaw gazu ziemnego - scenariusz ten zakłada zakłócenie dostaw przez okres:

- 7 dni (w drugim tygodniu marca) w punkcie Uzhgorod (UA) – Velke Kapusany (SK), zgodnie z wynikami, wszystkie państwa członkowskie będą mogły stawić czoła temu zdarzeniu i będą w stanie całkowicie zaspokoić popyt na gaz ziemny,
- 14 dni (w drugim tygodniu marca), we wszystkich punktach połączenia z Ukrainą, zgodnie z wynikami, w przypadku takiego scenariusza Bułgaria, Grecja i Rumunia staną w obliczu niezbilansowanych systemów, natomiast zapotrzebowanie na gaz ziemny w pozostałych państwach członkowskich ukraińskiej grupy ryzyka będzie w pełni zaspokojone.

3) Zakłócenie importu do UE z Federacji Rosyjskiej– scenariusz ten zakłada całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z Rosji w czasie:

- 14 dni (od początku lutego), zgodnie z wynikami, w przypadku takiego scenariusza Bułgaria, Grecja, Polska i Rumunia staną w obliczu niezbilansowanych systemów,
- 30 dni (od początku lutego), zgodnie z wynikami, w przypadku takiego scenariusza Bułgaria, Grecja, Polska i Rumunia staną w obliczu niezbilansowanych systemów.

4) Wstrzymanie przepływu gazu ziemnego przez punkt Baumgarten - scenariusz ten opisuje konsekwencje nagłego, całkowitego zakłócenia przepływu przez punkt Baumgarten w okresie 7 dni od początku lutego, zgodnie z wynikami, w przypadku takiego scenariusza Chorwacja, Włochy i Słowenia staną w obliczu niezbilansowanych systemów.

5) Wstrzymanie przepływu gazu ziemnego przez punkt Lanžhot - scenariusz ten opisuje konsekwencje nagłego, całkowitego zakłócenia przepływu przez punkt Lanžhot w okresie 7 dni od początku lutego, zgodnie z wynikami, wszystkie państwa członkowskie będą mogły stawić czoła temu zdarzeniu i będą w stanie całkowicie zaspokoić popyt na gaz ziemny.

6) Wstrzymanie przepływu gazu ziemnego przez punkt Oberkappel - scenariusz ten opisuje konsekwencje nagłego, całkowitego zakłócenia przepływu przez punkt Oberkappel w okresie 7 dni od początku lutego, zgodnie z wynikami, wszystkie państwa członkowskie będą mogły stawić czoła temu zdarzeniu i będą w stanie całkowicie zaspokoić popyt na gaz ziemny .

7) Wstrzymanie przepływu gazu ziemnego przez punkt Isaccea (RO)/Orlovka(UA)-scenariusz ten opisuje konsekwencje nagłego, całkowitego zakłócenia przepływu przez punkt Isaccea (RO)/Orlovka(UA) w okresie 7 dni od początku lutego, zgodnie z wynikami wszystkie państwa członkowskie będą mogły stawić czoła temu zdarzeniu i będą w stanie całkowicie zaspokoić popyt na gaz ziemny .

8) Całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z Algierii – w okresie 30 dni od początku lutego, zgodnie z wynikami, wszystkie państwa członkowskie będą mogły stawić czoła temu zdarzeniu i będą w stanie całkowicie zaspokoić popyt na gaz ziemny .

Przeprowadzone analizy wskazują, że na zakłócenia w dostawach gazu ziemnego z kierunku Ukrainy narażone są głównie Bułgaria i Grecja, jak również w mniejszym stopniu Rumunia. Analizy wskazują również, że niemożliwe będzie również pełen pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce w przypadku całkowitego wstrzymania dostaw gazu ziemnego do UE z Federacji Rosyjskiej w okresie 14 i 30 dni oraz potwierdzają celowość dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski, w celu uodpornienia na zakłócenia dostaw z kierunku wschodniego.

4.2. Krajowa ocena ryzyka

Analizy wykonane na potrzeby krajowej oceny ryzyka potwierdziły wskazaną we *Wspólnych ocenach ryzyka* dla grupy ukraińskiej i białoruskiej wrażliwość polskiego systemu na całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z kierunku wschodniego w sytuacji wystąpienia nadzwyczajnie wysokiego poziomu zapotrzebowania na gaz ziemny. Jednak, należy podkreślić fakt, iż system gazowy Polski będzie wrażliwy na zakłócenia dostaw gazu z kierunku wschodniego do zakończenia budowy infrastruktury dywersyfikującej źródła dostaw gazu ziemnego do Polski.

Uwzględnione w analizach hydraulicznych maksymalne przewidywane zapotrzebowanie na gaz ziemny w szczycie zimowym 2019/2020 oszacowano na poziomie ok. 91,5 mln m³/dobę (1 004 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 130 mln m³/dobę (1 426,36 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). Jest to wartość o ponad 30 mln m³/dobę (329,16 GWh/dobę) większa niż w 2014 r., co związane jest z rozbudową zarówno samego systemu przesyłowego, jak i połączeń międzysystemowych. W analizie scenariuszy założono możliwość pracy połączeń międzysystemowych do poziomu ich zdolności technicznych.

Analizy rozptyłów gazu ziemnego zostały przeprowadzone dla następujących scenariuszy przy szczytowej poziomie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny:

1) Wariant ukraiński (brak dostaw przez punkt wejścia Drozdowicze) - scenariusz zakłada wstrzymanie dostaw gazu ziemnego przez punkt wejścia Drozdowicze z kierunku Ukrainy.

2) Wariant białoruski (brak dostaw przez punkt wejścia Wysokoje) - scenariusz zakłada wstrzymanie dostaw gazu ziemnego przez punkt wejścia Wysokoje z kierunku Białorusi.

3) Wariant wschodni (całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej) - scenariusz zakładał całkowite wstrzymanie dostaw gazu z kierunku wschodniego przez punkty wejścia: Drozdowicze, Wysokoje, Tietierowka oraz Kondratki (brak tranzytu gazu w kierunku Niemiec gazociągami Jamał-Europa).

4) Brak dostaw z KPMG Mogilno – scenariusz ten zakłada brak możliwości odbioru gazu ziemnego z KPMG Mogilno.

5) Awaria terminalu LNG - scenariusz zakłada wstrzymanie dostaw gazu ziemnego z terminalu LNG do krajowego systemu przesyłowego.

6) Awaria tłoczni gazu ziemnego Jarosław.

7) Awaria węzła Odolanów - w scenariuszu dotyczącym awarii węzła Odolanów założony został brak możliwości przepływu gazu ziemnego we wszystkich kierunkach oraz brak dostaw z Odazotowni Odolanów.

8) Awaria węzła Gustorzyn - scenariusz dotyczący awarii węzła Gustorzyn zakłada brak możliwości przepływu gazu ziemnego przez węzeł we wszystkich kierunkach (kier. Gdańsk, Łódź, Rembelszczyzna, Odolanów) oraz brak możliwości odbioru gazu ziemnego w punkcie wejścia Włocławek (połączenie z SGT) i z KPMG Mogilno.

Wykonane obliczenia hydrauliczne uwzględniające rozptywy gazu ziemnego w systemie gazowym wskazały, że pomimo uzyskania wartości wskaźnika N-1 $\geq 100\%$ w każdym analizowanym scenariuszu, w niektórych problemy z dostarczeniem gazu ziemnego mogą wynikać z ograniczonych zdolności technicznych niektórych gazociągów krajowego systemu przesyłowego.

Wyniki analiz wskazały, że w większości z przyjętych scenariuszy istnieje możliwość pełnego pokrycia zapotrzebowania wszystkich odbiorców w przykładowej dobie szczytowego zapotrzebowania lub krótkim okresie trwania zakłóceń. Zwiększenie możliwości dostarczania gazu ziemnego w sytuacji zakłóceń w dostawach nastąpiło dzięki zmianie kierunków rozptywu w polskim systemie przesyłowym w wyniku uruchomieniu terminalu LNG w Świnoujściu oraz zwiększeniu możliwości dostaw przez PWP.

Jednocześnie analiza przyjętych scenariuszy pozwoliła wyeksponować potencjalną możliwość wystąpienia w systemie w niektórych wariantach, zwłaszcza w sytuacji

przedłużania się okresu trwania zakłóceń, sytuacji niezbilansowania, pomimo zastosowania wszelkich dostępnych środków rynkowych oraz nierynkowych, zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej.

Najpoważniejsze skutki dla systemu gazowego miałyby wstrzymanie dostaw z kierunku wschodniego przez wszystkie punkty wejścia. Ryzyko wystąpienia tego scenariusza wzrosłoby w przypadku przekierowania przesyłu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej przez terytorium Białorusi i Ukrainy na gazociągi Nord Stream I i II.

Zagrożenie wystąpienia niezbilansowania systemu przesyłowego w niektórych z przyjętych scenariuszy będzie maleć w przypadku zakończeniu realizacji inwestycji pozwalających na realną dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego oraz równoległą przebudowę systemu przesyłowego umożliwiającą rozpiływy gazu ziemnego na osi Północ-Południe.

Budowa dwukierunkowych połączeń międzysystemowych: Polska-Litwa (GIPL), Polska-Słowacja, Polska-Ukraina, oraz Polska-Czechy, jak również budowa gazociągu Baltic Pipe, rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu i budowa pływającego terminalu regazyfikacyjnego w Zatoce Gdańskiej, poprzez dalszą integrację polskiego systemu gazowego z systemami innych państw członkowskich UE oraz zapewnienie większego poziomu dywersyfikacji źródeł dostaw, przyczyni się do zwiększenia możliwości eliminacji skutków ewentualnego wystąpienia zakłócenia w dostawach.

5. Standard w zakresie infrastruktury

Wzór na 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 na obszarze analizowanym w dniu nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz, występującym statystycznie raz na 20 lat.

Definicje po stronie podaźowej:

„ 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 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 gazowniczej mającej największą zdolność zaopatrzenia obszaru analizowanego w gaz.

5.1. Wskaźnik N-1 na szczeblu regionalnym

5.1.1. Wskaźnik N-1 białoruskiej grupy ryzyka

W białoruskiej grupie ryzyka za największą pojedynczą infrastrukturę w regionie przyjęto Kondratki, będące punktem wejścia do polskiej części gazociągu tranzytowego Jamał - Europa. Ze względu na fakt, iż państwa bałtyckie (Litwa, Łotwa, Estonia) pozostają odizolowane od systemu gazowego UE (do czasu uruchomienia połączenia międzysystemowego Polska-Litwa), N-1 dla tego regionu obliczono oddzielnie, zakładając, że PMG Inčukalns stanowi największą pojedynczą infrastrukturę.

Tabela 4. Parametr D_{max}/D_{eff} na obszarze analizowanym

	D _{MAX}	D _{EFF}
	[GWh/d]	[GWh/d]
Państwa bałtyckie	333,7	0,0
Estonia	57,5	0
Łotwa	125,19	0,0
Litwa	151,0	0,0
Region środkowo-zachodni	11 872	0,0
Belgia	830,0	0,0
Republika Czeska	699,5	0,0
Niemcy	5 142,1	0,0
Luksemburg	53,0	0,0
Holandia	3 678,0	0,0
Polska	973,00	0,0
Słowacja	496,4	0,0

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Białoruś

D_{eff} oznacza tę część D_{max}, która w przypadku zakłócenia w dostawach gazu może być wystarczająco i terminowo pokryta za pomocą rynkowych środków po stronie popytu. Państwa członkowskie należące do białoruskiej grupy ryzyka nie określiły środków rynkowych po stronie popytu (D_{eff}).

Tabela 5. Parametr E_m na analizowanym obszarze

OBSZAR	PAŃSTWO	Punkty wejścia do regionu	IP	EPm [GWh/d]
PAŃSTWA BAŁTYCKIE SUMA				454,0
PAŃSTWA BAŁTYCKIE	ESTONIA	EP Rosja	Misso Izborsk	74,0
			Narva	12,6
			Värska	42,0
	ŁOTWA	Brak punktów wejścia	-	-
LITWA	EP Białoruś	Kotlovka	325,4	
ŚRODKOWO-ZACHODNI SUMA				10 104,42
REGION ŚRODKOWO-ZACHODNI	BELGIA	EP Francja	Alveringem	278,0
			Blaregnies (BE)/Taisnières (H) (FR) (Segeo/Troll)	-
		EP Norwegia	Zeebrugge ZPT	515,28
		EP Wielka Brytania	Zeebrugge IZT	732,24
	REPUBLICKA CZESKA	Brak punktów wejścia do regionu	-	-
	NIEMCY	EP Austria	Kiefersfelden - EXIT only	0,0
			Oberkappel	159,9
			Überackern/Burghausn	230,1
		EP Dania	Ellund	91,1
		EP Francja	Medelsheim/Obergailbah - EXIT Only	0,0
		EP Norwegia	Dornum/NETRA	721,2
		EP Rosja	Greifswald	1 776,1
		EP Szwajcaria	Wallbach - EXIT Only	0,0
	LUKSEMBURG	Brak punktów wejściado regionu	-	-
	HOLANDIA	EP Norwegia	Emden (NPT)	1 376,4
		EP Wielka Brytania	Bacton (BBL)	319,20
	POLSKA	EP Białoruś	Kondratki (YAMAL TGPS)	1 024,3
			Tietierowka – tylko lokalne dostawy	7,3
			Wysokoje	169,1
		EP Ukrania	Drozdowicze	135,6
	SŁOWACJA	EP Austria	Baumgarten	247,5
		EP Węgry	Balassagyarmat (HU)/Velké Zlievce (SK)	50,8
		EP Ukraina	Budince	249,6
Uzhgorod (UA) - Velké Kapušany (SK)	2 028,0			

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu – Białoruś

Tabela 6. Parametry: LNG_M/P_M/S_M-100%/S_M-30% na analizowanym obszarze

	LNG _M	P _M	S _M /POZIOM NAPEŁNIENIA PMG 30 %	S _M /POZIOM NAPEŁNIENIA PMG 100 %
	[GWh/d]	[GWh/d]	[GWh/d]	[GWh/d]
Państwa bałtyckie	122,4	0,0	241,6	315,6
Estonia	0,0	0,0	0,0	0,0
Łotwa	0,0	0,0	241,6	315,6
Litwa	122,4	0,0	0,0	0,0
Region środkowo-zachodni	1 018,0	2 513,8	8 405,3	12 916,3
Belgia	461,0	0,0	67,8	169,5
Republika Czeska	0,0	6,4	253,1	842,7
Niemcy	0,0	272,48	4 332	7 379,0
Luksemburg	0,0	0,0	0,0	0,0
Holandia	399,0	2 156,0	3 069,0	3 421,0
Polska	158,0	75,8	437,6	544,0
Słowacja	0,0	3,1	245,8	560,1

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Białoruś

Tabela 7. Parametr I_M na analizowanym obszarze

	I _M	
	[GWh/d]	-
PAŃSTWA BAŁTYCKIE	315,6	
ESTONIA	Nie dotyczy	
ŁOTWA	315,6	PMG Inčukalns
LITWA	Nie dotyczy	
REGION ŚRODKOWO-ZACHODNI	1 024,3	
BELGIA	Nie dotyczy	
REPUBLIKA CZESKA	Nie dotyczy	
NIEMCY	Nie dotyczy	
LUKSEMBURG	Nie dotyczy	
HOLANDIA	Nie dotyczy	
POLSKA	1 024,3	Punkt wejścia do gazociągu Jamał - Kondratki
SŁOWACJA	Nie dotyczy	

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Białoruś

Utworzenie dwóch odrębnych obszarów w białoruskiej grupie ryzyka tj. grupy państw bałtyckich i pozostałych państw tj. środkowo-zachodnich, dla celów analitycznych, wynikają z faktu, że kraje bałtyckie pozostają odizolowane od systemu gazowego UE. Do obliczeń pod uwagę zostały wzięte dwa poziomy napełnienia PMG - 100% i 30%.

Tabela 8. Wskaźnik N – 1

	SM-100%	SM-30%
	D _{MAX}	D _{MAX}
PAŃSTWA BAŁTYCKIE: ESTONIA, ŁOTWIA, LITWA	173%	151%
REGION ŚRODKOWO-ZACHODNI: BELGIA, REPUBLIKA CZESKA, NIEMCY, LUKSEMBURG, HOLANDIA, POLSKA, SŁOWACJA	215%	177%

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Białoruś

5.1.2. Wskaźnik N-1 ukraińskiej grupy ryzyka

W celu analizy ryzyka związanego z zakłóceniami w dostawach gazu ziemnego przez Ukrainę we wzorze na wskaźnik N-1, za największą pojedynczą infrastrukturę przyjęto punkt wejścia zlokalizowany na granicy Słowacji i Ukrainy: Uzhgorod-Velke Kapusany.

Wskaźnik N-1 obliczono również dla sytuacji całkowitego zakłócenia ukraińskiej trasy dostaw.

Wskaźnik N-1 został obliczony z uwzględnieniem 100% pojemności PMG oraz przy stanie napełnienia PMG wynoszącym 30%. Wskaźnik wyznaczono dla dwóch horyzontów czasowych tj. 2018/2019 oraz 2020/2021.

Tabela 9. Parametry [GWh/d] dla horyzontu czasowego 2018/2019

I _m	Zdolność techniczna
Uzhgorod	2 365,12
Ukraińska trasa dostaw	3 500,00

Państwo członkowskie	E _{pm}	LNG _m	S _{m 100%}	S _{m 30%}	P _m	D _{max}
Austria	-	-	690,62	461,80	35,36	575,17
Bułgaria	-	-	43,68	30,16	6,24	189,30
Chorwacja	-	-	60,33	33,28	36,40	172,65
Republika Czeska	-	-	614,68	426,43	5,20	709,34
Niemcy	4 898,78	-	6 369,47	4 985,12	272,50	4 938,32
Grecja	46,80	210,10	-	-	-	209,06
Węgry	862,18	-	817,52	707,26	57,20	805,02
Włochy	1 389,60	539,80	2 737,5	1 786,86	161,21	4 607,57
Luksemburg	44,72	-	-	-	-	49,92
Polska	1 432,18	149,77	535,64	423,31	74,89	901,75
Rumunia	1 078,55	-	301,62	-	270,42	748,86
Słowacja	2 609,58	-	547,19	410,83	2,08	469,08
Słowenia	-	-	-	-	-	50,96
Suma	12 362,48	899,67	12 174,06	9 265,07	921,51	14 427,00

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Wspólnej oceny ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Ukraina

Tabela 10. Parametry[GWh/d] dla horyzontu czasowego 2020/2021

I_m	Zdolność techniczna
Uzhgorod	2 103,33
Ukraińska trasa dostaw	3 057,85

Państwo członkowskie	E_{pm}	LNG_m	S_m 100%	S_m 30%	P_m	D_{max}
Austria	-	-	690,62	461,80	35,36	575,17
Bułgaria	151,85	-	436,68	30,16	11,44	211,14
Chorwacja	-	-	60,33	33,28	36,40	172,65
Republika Czeska	-	-	614,69	426,43	4,16	709,34
Niemcy	4 898,78	-	6 369,47	4 985,12	272,50	4 938,32
Grecja	375,47	210,10	-	-	-	219,46
Węgry	741,58	-	817,52	722,86	37,44	930,88
Włochy	1 590,29	539,80	3 029,76	1 984,48	196,58	4 555,57
Luksemburg	44,72	-	-	-	-	49,92
Polska	1432,18	149,77	535,64	423,31	74,89	1 008,88
Rumunia	1 078,55	-	301,61	-	275,62	748,86
Słowacja	2 124,89	-	547,19	410,83	3,12	360,91
Słowenia	-	-	-	-	-	63,45
Suma	12 481	899,67	12 463,32	9 478,28	949,6	14 418,68

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Wspólnej oceny ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Ukraina

Tabela 11. Wskaźnik N-1

		2018/2019	2020/2021
Uzhgorod	PMG 100%	166 %	172 %
	PMG 30%	146 %	151 %
Ukraińska trasa dostaw	PMG 100%	158 %	165 %
	PMG 30%	138 %	144 %

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Ukraina

5.2. Wskaźnik N-1 na szczeblu krajowym

5.2.1. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego

Obiektem stanowiącym największy, pojedynczy element infrastruktury w polskim systemie przesyłowym, jest Systemowa Stacja Redukcyjno-Pomiarowa we Włocławku (SSRP Włocławek). Poniżej zaprezentowano wyliczenia wskaźnika N-1 na szczeblu krajowym Dane

dotyczące zdolności odbioru z instalacji magazynowych przy całkowitym napełnieniu oraz przy napełnieniu na poziomie zapasów obowiązkowych pochodzą z informacji pozyskanych od OSM.

Tabela 12. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego

Współczynnik	Zdolności techniczne w mln m ³ (PMG – 100%)	Zdolności techniczne w mln m ³ (PMG – poziom zapasów obowiązkowych 2018/2019)
EP _m	59,2	59,2
S _m	53,5	46,7
P _m	5,7	5,7
LNG _m	13,7	13,7
I _m - Włocławek	24,0	24,0
D _{max}	91,5	91,5
N-1	118,2%	110,7%

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

5.2.2. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu zaazotowanego

5.2.2.1. 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 zaazotowany przyjęto złożę Kościan–Brońsko o zdolnościach wydobywczych na poziomie 3,5 mln m³/dobę (31 GWh/dobę), za maksymalną zdolność produkcyjną przyjęto sumę maksymalnych zdolności dostaw gazu ziemnego Lw, które wynoszą ok. 6,6 mln m³/d (58,7 GWh/d) oraz możliwości techniczne odbioru gazu ziemnego z PMG Bonikowo, które wynoszą 2,4 mln m³/dobę (21,3 GWh/dobę). Jako szczytowe zapotrzebowanie przyjęto 5,0 mln m³/dobę (44,4 GWh/dobę), które wystąpiło w dniu 7 lutego 2012 r.

Tabela 13. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego Lw

Współczynnik	Wartość w mln m ³ /dobę
EP _m	0
S _m	0
P _m	9
LNG _m	0
I _m	3,5
D _{max}	5,0
N-1	110%

5.2.3. 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 zaazotowany przyjęto MG Gorzysław o zdolnościach technicznych na poziomie 0,48 mln m³/dobę (3,84 GWh/dobę). Przyjęto, że zapotrzebowanie odbiorców przyłączonych do systemu gazu

ziemnego Ls utrzymuje się na stałym poziomie. Maksymalny pobór przyjęto na poziomie 0,77 mln m³/dobę (6,16 GWh/dobę). Przyjęto, że maksymalna zdolność produkcyjna jest równa sumie zdolności wydobywczej wynoszącej 0,61 mln m³/dobę (4,88 GWh/dobę) oraz zdolności odbioru gazu z PMG Daszewo, która wynosi 0,48 mln m³/dobę (3,84 GWh/dobę).

Tabela 14. Wskaźnik N-1 dla systemu gazu ziemnego Ls

Współczynnik	Wartość w mln m ³ /dobę
EP _m	0
S _m	0
P _m	1,09
LNG _m	0
I _m	0,48
D _{max}	0,77
N-1	79%

5.3. 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:

- na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa w punkcie Mallnow – parametry technologiczno-pomiarowe stacji w Mallnow wynoszą 1 240 tys. m³/h (13,6 GWh/h) a zdolności przesyłowe na zasadach ciągłych w Mallnow w kierunku Polski wynoszą 700 000 m³/h (7,7 GWh/h), co odpowiada 6,1 mld m³/rok (66,93 TWh/rok),
- w punkcie GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (punkty na połączeniu systemów polskiego i niemieckiego: Gubin, Lasów oraz Kamminke i Lasów Rewers) po stronie

polskiej – umożliwi przesłanie gazu ziemnego na zasadach ciągłych w kierunku Niemiec w ilości do 100 tys. m³/h (1,1 GWh/h).

W ramach rewersu wirtualnego na gazociągu Jamał-Europa istnieje możliwość importu gazu ziemnego z kierunku zachodniego w ilości 9 mld m³/rok (98,75 TWh/rok).

Dla funkcjonującego obecnie połączenia systemów przesyłowych Polski i Czech w rejonie Cieszyna pozostaje w mocy do dnia 31 grudnia 2022 r., tj. do planowanego oddania do użytkowania połączenia międzysystemowego Polska-Czechy w rejonie Hat (Stork II), odstępstwo od obowiązku wdrożenia zdolności przepływu w obu kierunkach. Odstępstwo zostało wydane przez Ministra Gospodarki i podtrzymane przez Ministra Energii, po uzgodnieniu z organem właściwym Republiki Czech. Po oddaniu do użytkowania połączenia międzysystemowego w rejonie Hat (Stork II), odstępstwo to będzie obowiązywać bezterminowo.

Ponadto, wszystkie obecnie prowadzone i planowane inwestycje w zakresie połączeń międzysystemowych, uwzględniają możliwość przepływu gazu ziemnego w obu kierunkach:

- gazociąg Baltic Pipe - planowane zdolności przesyłowe wynoszą do 10 mld m³/rok (109,72 TWh/rok) w kierunku Polski oraz do 3 mld m³ (32,92 TWh/rok) w kierunku Danii,
- połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja – planowane zdolności przesyłowe na połączeniu wynoszą 5,7 mld m³/rok (62,54 TWh/rok) w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³/rok (51,57 TWh/rok) w kierunku Słowacji,
- połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – planowane zdolności przesyłowe wynoszą 2,4 mld m³/rok (26,33 TWh/rok) w kierunku Litwy oraz 1,7 mld m³/rok (18,65 TWh/rok) w kierunku Polski,
- połączenie międzysystemowe Polska-Ukraina – planowane zdolności przesyłowe w obu kierunkach mają wynosić ok. 5 mld m³ (54,86 TWh/rok),
- połączenie międzysystemowe Polska-Czechy – planowane zdolności przesyłowe wynoszą do 6,5 mld m³ (71,32 TWh/rok) w kierunku Polski oraz do 5 mld m³ (54,86 TWh/rok) w kierunku Czech.

6. Zgodność ze standardem w zakresie dostaw

Zgodnie z art. 2 ust. 5 rozporządzenia 2017/1938 opracowano, a następnie przekazano Komisji Europejskiej 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) instalację systemów ciepłowniczych, o ile dostarcza ona energię cieplną odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, małym lub średnim przedsiębiorstwom lub podmiotom świadczącym podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem że takiej instalacji nie można przestawić na paliwa inne niż gaz.

Dodać należy, że małe i średnie przedsiębiorstwa podłączone do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego, a także podmioty świadczące podstawowe usługi socjalne 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.

Dane statystyczne zebrane przez Ministra Energii wskazują, że zużycie gazu ziemnego przez dodatkowe grupy odbiorców chronionych nie przekracza 20% ogólnej konsumpcji tego gazu. Łączny udział małych i średnich przedsiębiorstw (których moc umowna w punkcie wyjścia z systemu gazowego nie przekracza 710 kWh/h przyłączonych do sieci dystrybucyjnej) oraz podmiotów świadczących podstawowe usługi socjalne kształtuje się na poziomie 9,98% ostatecznego zużycia gazu ziemnego. Zużycie gazu ziemnego przez odbiorców w gospodarstwach domowych wynosi natomiast 26,17% całkowitego zużycia tego surowca.

Wszystkie przedsiębiorstwa gazowe dokonujące sprzedaży gazu ziemnego odbiorcom chronionym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zobowiązane są 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 15. Roczne zużycie gazu przez odbiorców chronionych

	ROCZNE ZUŻYCIE GAZU [mln m ³]	ROCZNE ZUŻYCIE GAZU[GWh]	PROCENTOWY UDZIAŁ W ROCZNYM ZUŻYCIU GAZU [%]
GOSPODARSTWA DOMOWE	4 398,68	4 5912,44	26,17
MAŁE I ŚREDNIE PRZEDSIĘBIORSTWA	1 688,42	1 7508,27	9,98
PODMIOTY ŚWIADZĄCE PODSTAWOWE USŁUGI PUBLICZNE	431,41	4 465,77	2,55
INSTALACJE SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH	504,24	5 263,18	3

Tabela 16. 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	315,3/3427,4	1072/11649	850,5/9244,9
Lw	13,8/150,3	50,3/546,9	36,4/395,9
Ls	3,6/39,3	9,3/100,7	8,8/95,3

Na podstawie danych uzyskanych od dostawców gazu ziemnego w Polsce wyliczono, że na spełnienie wymogów standardu w zakresie dostaw dla odbiorców gazu ziemnego należących do grupy odbiorców chronionych, potrzebne jest ok. 1 131,6 mln m³ (12 296 GWh) do uzupełnienia w czasie 30 dni nadzwyczajnego zapotrzebowania.

7. Środki zapobiegawcze

7.1. 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 2018 r. wyniosła ok. 7 mln m³/dobę (77,1 GWh/dobę).
- *Zwiększenie elastyczności importu* – możliwość dostaw gazu do krajowego systemu przesyłowego przez Punkt Wzajemnego Połączenia przy wykorzystaniu punktu wejścia Mallnow, pracującego w trybie odwróconego przepływu na gazociągu Jamał-Europa w wysokości 23,0 mln m³/dobę (254,4 GWh/dobę).
- *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 3,075 mld m³ (34,2 TWh), trwająca obecnie rozbudowa KPMG Kosakowo umożliwi zwiększenie pojemności czynnej tego magazynu do 295 mln m³ (3,24 TWh), co przyczyni się do wzrostu całkowitej pojemności czynnej do poziomu ok. 3,13 mld m³ (34,34 TWh) w 2021 r.
- *Zdolność terminalu LNG i maksymalna zdolność wysyłkowa* – terminal LNG w Świnoujściu umożliwi odbiór gazu ziemnego na poziomie 13,7 mln m³/dobę (158 GWh /dobę), co stanowi 5 mld m³/rok (54,86 TWh/rok) gazu ziemnego po regazyfikacji, trwająca obecnie rozbudowa terminalu LNG umożliwi zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej terminalu do poziomu 7,5 mld m³/rok (82,29 TWh/rok) w 2021 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 paliwa gazowego na poziomie 4,4 mln m³/dobę (48,7 GWh/dobę).
- *Odwrócenie przepływu* – w sytuacji wstrzymania przesyłu gazu gazociągiem Jamał-Europa w kierunku Niemiec istnieje fizyczna możliwość odbioru na zasadach ciągłych gazu ziemnego z kierunku Niemiec przez punkt Mallnow w ilości do 16,8 mln m³/dobę (187,4 GWh/dobę).

- *Stosowanie umów krótko i długoterminowych* – na rynku polskim 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* – obecnie prowadzone i planowane inwestycje w zakresie połączeń międzysystemowych prowadzonego przez polskiego operatora systemu przesyłowego uwzględniają możliwość przepływu gazu ziemnego w obu kierunkach:
 - gazociąg Baltic Pipe - planowane zdolności przesyłowe wynoszą do 10 mld m³/rok (109,72 TWh/rok) w kierunku Polski oraz do 3 mld m³ (32,92 TWh/rok) w kierunku Danii,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja – planowane zdolności przesyłowe na połączeniu wynoszą 5,7 mld m³/rok (62,54 TWh/rok) w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³/rok (51,57 TWh/rok) w kierunku Słowacji,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Litwa – planowane zdolności przesyłowe wynoszą 2,4 mld m³/rok (26,33 TWh/rok) w kierunku Litwy oraz 1,7 mld m³/rok (18,65 TWh/rok) w kierunku Polski,
 - połączenie międzysystemowe Polska-Ukraina – planowane zdolności przesyłowe w obu kierunkach mają wynosić ok. 5 mld m³ (54,86 TWh/rok),
 - połączenie międzysystemowe Polska-Czechy – planowane zdolności przesyłowe wynoszą do 6,5 mld m³ (71,32 TWh/rok) w kierunku Polski oraz do 5 mld m³ (54,86 TWh/rok) w kierunku Czech.
- *Przekierowanie maksymalnej ilości gazu ziemnego zaazotowanego do odazotowni* w celu zwiększenia produkcji gazu ziemnego wysokometanowego.

7.2. Środki nierynkowe

- *Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego* stanowią środek nierynkowy, o którym mowa w załączniku VIII rozporządzenia 2017/1938. Zgodnie z ustawą o zapasach, zapasy obowiązkowe są utrzymywane przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego stanowią majątek ww. przedsiębiorstw, chyba że stanowią one, na podstawie zawartej umowy, majątek podmiotu przyjmującego zlecenie utrzymywania zapasów obowiązkowych (tzw. umowa o świadczenie usługi biletowej).

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

Zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego dysponuje Minister Energii, jako organ właściwy wskazany zgodnie z rozporządzeniem 2017/1938, który w drodze decyzji na wniosek operatora systemu przesyłowego może wyrazić zgodę na ich uruchomienie.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogą być utrzymywane poza terytorium RP - na terytorium innego państwa członkowskiego UE lub państwa członkowskiego EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego. W przypadku uruchomienia zapasów obowiązkowych Minister Energii informuje o tym fakcie niezwłocznie KE, a w przypadku gdy zapasy obowiązkowe utrzymywane są poza terytorium RP, właściwe państwa członkowskie UE oraz państwa członkowskie EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

Środek ten ma za zadanie zapewnienie realizacji celów leżących w ogólnym interesie gospodarczym tj. zagwarantowanie bezpieczeństwa i ciągłość dostaw gazu w przypadku najgłębszego kryzysu.

Ponadto, środek nierynkowy jakim są zapasy obowiązkowe, jest proporcjonalny w odniesieniu do aspektu ograniczenia w czasie w zakresie, w jakim jest to ściśle niezbędne do osiągnięcia celu. Zapasy obowiązkowe jako jeden ze środków bezpieczeństwa dostaw mają być gotowe do wykorzystania na wypadek sytuacji kryzysowej (zdarzenie przyszłe niepewne, brak możliwości określenia momentu, w którym miałyby nastąpić, ani nawet fakt czy wystąpią), w momencie gdy rynek nie będzie w stanie odpowiedzieć na kryzys czyli wyłączenie po wyczerpaniu środków o charakterze rynkowym. Tym samym niezbędne jest zapewnienie ich dostępności w sytuacji, w której środki rynkowe przestaną być wystarczające. Oznacza to, że możliwość uruchomienia zapasów obowiązkowych uwarunkowana jest w pierwszej kolejności koniecznością ich utworzenia, utrzymywania oraz zapewnienia możliwości dostarczenia.

Obowiązek utrzymywania zapasów i gotowość ich dostarczenia do systemu jest trwałe, jednak sam środek o charakterze nierynkowym jakim jest uruchomienie tych zapasów jest ograniczony w czasie.

System zapasów obowiązkowych został skonstruowany w taki sposób, aby środki służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw nie godziły w proces liberalizacji rynku, co osiągnięte zostało przez proporcjonalne rozłożenie obowiązku na jego uczestników. Zgodnie z przyjętym rozwiązaniem, każdy uczestnik partycypuje w mechanizmie zapewniania bezpieczeństwa dostaw proporcjonalnie do swojego udziału w imporcie i zobowiązany jest do zapewnienia dostępności zapasów o takiej samej specyfikacji. Tym samym należy uznać że obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych jest proporcjonalny. Inaczej mówiąc, przyjęty mechanizm jest niedyskryminacyjny i tworzy jednolite zasady działania na rynku gazu ziemnego dla wszystkich funkcjonujących na nim podmiotów.

Należy również zauważyć, że przyjęte rozwiązania wywierają pozytywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu w sąsiednich państwach członkowskich, w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej o charakterze regionalnym. Istnienie zapasów obowiązkowych oraz możliwość ich uruchomienia, w sytuacji kryzysu o zasięgu regionalnym będą wpływać dodatnie na bilans gazu ziemnego w regionie. Tym samym,

gaz ziemny potencjalnie potrzebny na rynku polskim będzie mógł zostać dostarczony na rynek sąsiadujących państw członkowskich, dotkniętych sytuacją kryzysową.

W odniesieniu do krajowego rynku gazu ziemnego, środek ten wywiera pozytywny wpływ poprzez wzmocnienie odporności rynku krajowego na skutki jakie mogą zostać wywołane przez kryzys wynikający z przerwy w dostawach. Zagwarantowanie dodatkowego źródła gazu ziemnego w przypadku kryzysu pozwoli minimalizować jego skutki, między innymi poprzez zabezpieczenie przed przerwaniem lub zakłóceniem świadczenia usług o podstawowym znaczeniu dla funkcjonowania społeczeństwa, a także zabezpieczenie rynku przed skokowym wzrostem cen gazu ziemnego, będącym wynikiem niepewności rynkowej co do możliwości realizacji dostaw tego surowca.

- *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 określony. Jest to środek o charakterze nierynkowym, stosowany w sytuacji, gdy wszelkie dostępne środki rynkowe służące zaspokojeniu potrzeb odbiorców na gaz ziemny zostały wyczerpane.

Ograniczenia są wprowadzane zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń i nie dotyczą odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych. Operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Plany te określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych stopni zasilania. Operatorzy informują odbiorców o ustalonej dla nich w planie maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego. Wielkości te stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych.

8. Inne środki i obowiązki w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu

8.1. Rola operatorów w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Zgodnie z art. 9c ust. 1 ustawy - *Prawo energetyczne* operatorzy systemu: przesyłowego, dystrybucyjnego oraz magazynowania paliw gazowych, odpowiednio do zakresu działania, odpowiedzialni są 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 środki nierynkowe,
- 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 obowiązani 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. Zaznaczyć należy, że 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 systemów połączonych:

- 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, 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.

8.2. Zadania przedsiębiorstw energetycznych w zapewnianiu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

W przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz przedsiębiorstwa energetyczne stosują w pierwszej kolejności instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych. W przypadku wystąpienia stanu nadzwyczajnego instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych powinny mieć pierwszeństwo przy łagodzeniu skutków zakłócenia w dostawach. W sytuacji gdy zastosowano wszystkie stosowne środki rynkowe w celu zabezpieczenia dostaw gazu, a dostawy gazu są niewystarczające, w szczególności na potrzeby odbiorców chronionych, możliwe jest wprowadzenie dodatkowo środków nierynkowych, do których zalicza się uruchomienie zapasów obowiązkowych 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.

Dodatkowo, zgodnie z art. 50 ust. 1 ustawy *o zapasach* przedsiębiorstwa energetyczne podejmują działania mające na celu przeciwdziałaniu 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 zapewnienia zaopatrzenia Polski w gaz ziemny oraz minimalizacji skutków: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej, czy nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w wielkości odpowiadającej co najmniej 30 dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Zapasy obowiązkowe mogą być utrzymywane poza terytorium RP - na terytorium innego państwa członkowskiego UE lub państwa członkowskiego EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego spełniających wymagania wymienione w ustawie o zapasach. W szczególności parametry techniczne instalacji magazynowych oraz sieci gazowych, do których instalacje są przyłączone, powinny zapewniać możliwość dostarczenia w terminie 40 dni całkowitej ilości zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium Polski do krajowej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Ponadto, przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są do corocznego przekazywania Ministrowi 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.

9. Projekty infrastrukturalne

Tabela 17. 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	Polskie LNG	2021-2023	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.
	OGP Gaz – System (koordynator przebiegu realizacji inwestycji)		
Budowa gazociągu Baltic Pipe	OGP Gaz - System	2022	Zwiększenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w Danii, Szwecji, Polsce i pozostałych państwach regionu morza bałtyckiego oraz Europy Środkowej i Środkowo-Wschodniej. Ograniczenie podatności rynku gazu w Polsce i pozostałych państwach regionu na ryzyko przerw w dostawach z kierunku wschodniego.
FSRU	OGP Gaz - System	2024-2025	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 integracyjne			
Realizacja <i>Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego</i> – w zakresie budowy połączeń międzysystemowych	OGP Gaz - System	2022	Zwiększenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu w Polsce i w pozostałych państwach Europy Środkowej i Środkowo –Wschodniej a także w państwach bałtyckich. Zmniejszenie zależności od dostaw gazu ziemnego z Rosji państw Europy Środkowej i Środkowo – Wschodniej, a także państw bałtyckich. Wpływ na budowę regionalnego rynku gazu ziemnego w krajach bałtyckich, w Europie Środkowej i Środkowo – Wschodniej.

Projekty wewnątrz krajowe		
Działanie	Podmiot odpowiedzialny	Termin
Realizacja <i>Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego</i> w zakresie rozbudowy krajowej sieci przesyłowej budowa korytarza Północ-Południe we Wschodniej/ Zachodniej Polsce oraz dalsza rozbudowa	OGP Gaz-System	2019-2029
Realizacja rozbudowy pojemności PMG i KPMG	PGNiG	2021-2030
Realizacja <i>Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski</i>	PSG	2022
Budowa zdolności odbioru gazu ziemnego zawodnionego z gazociągu Jamał-Europa (osuszalnia)	PGNiG	2019

Rozbudowa infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń międzysystemowych, oraz zapewnienie nowych źródeł importu gazu ziemnego stanowi jeden z głównych elementów przyczyniających się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do kraju oraz stanowi również narzędzie zwiększenia integracji z państwami członkowskimi UE.

Projekt Baltic Pipe

To strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu ziemnego na europejskim rynku. Umożliwi on przesyłanie gazu ziemnego bezpośrednio ze źródeł zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Projekt Baltic Pipe umożliwi także dostawy gazu ziemnego z Polski na rynek duński i szwedzki. Dywersyfikacja dostaw poprzez umożliwienie dostępu do jego bezpośrednich źródeł w istotny sposób wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego całego regionu.

Korzyści wynikające z budowy Baltic Pipe:

- zróżnicowanie i umożliwienie dostępu do nowych źródeł dostaw gazu ziemnego mające istotne znaczenie dla wzmocnienia krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Pojawienie się nowych uczestników na rynku gazu ziemnego w Polsce zwiększy jego konkurencyjność i zapewni ciągłość dostaw,
- poprawa dywersyfikacji źródeł dostaw w Danii, Szwecji oraz w regionie Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej. Duński i szwedzki rynek gazu 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, co 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 i potencjalny wzrost zapotrzebowania na gaz w regionach oddziaływania Projektu.

Projekt Polska – Litwa

Celem projektu jest połączenie odizolowanych rynków gazu ziemnego państw bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii) z rynkami gazu Unii Europejskiej za pośrednictwem nowego dwukierunkowego gazociągu. Projekt umożliwi integrację rynków gazu ziemnego w rejonie Morza Bałtyckiego, a także zmniejszenie uzależnienia krajów bałtyckich i Finlandii od dostaw wyłącznie z jednego kierunku.

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,
- wzrostu 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, ponadto zaistnieje możliwość gazyfikacji regionów do tej pory pozbawionych dostępu do gazu ziemnego.

Projekt Polska – Czechy

Połączenie Polska – Czechy jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową Korytarza Północ – Południe.

Korzyści wynikające z budowy połączenia Polska – Czechy:

- rozbudowa zdolności przesyłowych pomiędzy Polską a Czechami przyczyni się do integracji rynków gazowych krajów Grupy Wyszehradzkiej,
- zapewnienie dostępu do nowych źródeł gazu ziemnego w szczególności poprzez terminal LNG w Świnoujściu oraz z shelfu norweskiego państwom Grupy Wyszehradzkiej.

Projekt 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 2030r. 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 poprzez ustanowienie nowej drogi transportu i nowego źródła tego gazu,
- zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego w sytuacjach kryzysowych,
- doprowadzenie 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 Środkowo-Wschodniej.

Projekt Polska – Ukraina

Integracja polskiego i ukraińskiego systemu przesyłowego jest elementem gazowego Korytarza Północ–Południe łączącego terminal LNG w Świnoujściu z krajami Europy Środkowo–Wschodniej poprzez systemy przesyłowe poszczególnych państw i transgraniczne połączenia. Podejmowane działania mają na celu zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego z Polski do Ukrainy, a także zabezpieczenie dostaw gazu z Ukrainy do Unii Europejskiej.

Korzyści wynikające z budowy połączenia Polska – Ukraina:

- powstanie nowych możliwości przesyłowych przełoży się na wzrost bezpieczeństwa energetycznego oraz dywersyfikację dostaw i źródeł gazu ziemnego dla Ukrainy,
- zwiększenie zdolności eksportowych oraz utworzenie warunków do zwiększania stopnia wykorzystania zdolności przesyłowych systemu przesyłowego,
- uzyskanie dostępu do pojemności magazynowej, podziemnych magazynów gazu zlokalizowanych na terytorium Ukrainy,
- zwiększenie przepustowości połączenia na granicy Polski i Ukrainy pozwoli na utworzenie korytarza transportowego wspomagającego integrację regionalnego rynku gazu ziemnego.

Inicjatywa Korytarza Północ – Południe

Realizacja inwestycji związanych z budową Korytarza Północ – Południe, pozwoli na zapewnienie pełnego i efektywnego połączenia krajowego systemu przesyłowego z europejskim systemem gazociągów magistralnych. Umożliwi on realizację pełnej integracji rynków Europy Środkowo – Wschodniej, co jest zgodne z unijną polityką energetyczną.

Korytarz Północ – Południe w Polsce obejmuje:

- zachodnią nitkę Korytarza Północ–Południe w Polsce wraz z połączeniem międzysystemowym Polska–Czechy, Polska–Słowacja i Polska–Ukraina,
- Wschodnią nitkę Korytarza Północ–Południe w Polsce, stanowiącą uzupełnienie ideowe korytarza Północ–Południe i obejmującą magistralę gazową Gdańsk–Gustorzyn–Wronów–Hermanowice, a także połączenie międzysystemowe Polska–Litwa.

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,
- umożliwienie dostępu do nowych źródeł dostaw dla państw Europy Środkowo-Wschodniej,
- stworzenie nowej drogi transportu gazu w Europie i efektywne wykorzystanie wewnętrznych gazociągów przesyłowych w poszczególnych krajach.

10. Obowiązki świadczenia usług użyteczności publicznej związane z bezpieczeństwem dostaw

Obowiązki użyteczności publicznej związane z bezpieczeństwem dostaw gazu ziemnego określone zostały w dwóch aktach prawnych: ustawie - *Prawo energetyczne* oraz *ustawie o zapasach*.

10.1. Ustawa – Prawo energetyczne

Zgodnie z art. 9c ust. 1 pkt 1,3 ustawy *Prawo energetyczne* operator systemu przesyłowego, dystrybucyjnego lub operator systemu połączonego gazowego, odpowiada za bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych. W tym celu obowiązany jest zapewnić bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego oraz ciągłość i niezawodność 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 zapewnić realizację umów z użytkownikami tego systemu.

Przepis art. 4 ust. 1 tej ustawy nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych 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 poprzez 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, obejmuje w szczególności:

- 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 także 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 zainteresowanych podmiotów – 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 w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu,

w którym określony został maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku.

Jako zobowiązanie do świadczenia usługi publicznej w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego traktowany może być również art. 40 ust. 1 ww. aktu prawnego, 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.

10.2. Ustawa o zapasach

W ustawie o zapasach zebrane zostały główne obowiązki użyteczności publicznej związane z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw. Należy jednak zastrzec, że w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego, w pierwszej kolejności, przed rozpoczęciem stosowania środków nadzwyczajnych, przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do wykorzystania dostępnych im środków o charakterze rynkowym. Środki te mogą w szczególności obejmować dodatkowe dostawy gazu ziemnego z innych kierunków lub źródeł oraz ograniczenia w poborze 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, podmioty dokonujące 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 połączanego 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.

Art. 24 ust. 1,2 stanowi, iż 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, obowiązane są do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Przepisy ustawy zobowiązują do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości odpowiadającej co najmniej 30 dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu. Parametry techniczne instalacji, w których utrzymywane są te zapasy, muszą gwarantować, że całość zapasów obowiązkowych zostanie dostarczona do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

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.

11. Wymiar regionalny

11.1. Regionalna grupa ryzyka - Białoruś

11.1.1. Wskaźnik N-1

W białoruskiej grupie ryzyka za największą pojedynczą infrastrukturę w regionie przyjęto Kondratki, będące punktem wejścia do polskiej części gazociągu tranzytowego Jamał - Europa. Ze względu na fakt, iż państwa bałtyckie (Litwa, Łotwa, Estonia) pozostają odizolowane od systemu gazowego UE (do czasu uruchomienia połączenia międzysystemowego Polska-Litwa), N-1 dla tego regionu obliczono oddzielnie, zakładając, że PMG Inčukalns stanowi największą pojedynczą infrastrukturę.

Tabela 18. Wskaźnik N – 1

	S _{M-100%}	S _{M-30%}
	D _{MAX}	D _{MAX}
PAŃSTWA BAŁTYCKIE: ESTONIA, ŁOTWIA, LITWA	173%	151%
REGION ŚRODKOWO-ZACHODNI: BELGIA, REPUBLIKA CZESKA, NIEMCY, LUKSEMBURG, HOLANIDA, POLSKA, SŁOWACJA	215%	177%

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Białoruś

11.1.2. Mechanizm współpracy

11.1.2.1. Procedury wymiany informacji

Zgodnie z artykułem 11 rozporządzenia 2017/1938 właściwy organ zobowiązany jest do niezwłocznego poinformowania KE oraz właściwych organów państw członkowskich, z którym państwo członkowskie tego właściwego organu jest bezpośrednio połączone, o ogłoszeniu jednego ze stanów kryzysowych.

Co więcej, w przypadku sytuacji nadzwyczajnej właściwy organ stosuje procedurę określoną w *Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* i przekazuje wszystkie istotne informacje (w szczególności informacje na temat działań, które zamierza podjąć) właściwym organom w grupie ryzyka i właściwym organom państw członkowskich, z którymi jest bezpośrednio połączony.

W związku z powyższym, w przypadku identyfikacji potencjalnego ryzyka związanego z zakłóceniami dostaw gazu ziemnego w grupie ryzyka, w celu usprawnienia koordynacji, właściwy organ informuje o tym pozostałe organy właściwe danej grupy ryzyka tak szybko, jak to możliwe.

Lista przykładowych sytuacji zagrożenia, które mogą spowodować zakłócenia dostaw gazu ziemnego, zawiera:

- problemy techniczne głównej infrastruktury przesyłowej, które mogą spowodować zakłócenia w przepływie gazu ziemnego,
- krótkoterminowa prognoza (jeden lub dwa dni wcześniej) niezwykle wysokiego zapotrzebowania z powodu ekstremalnych warunków pogodowych w państwie członkowskim należącym do grupy ryzyka,

- zmniejszenie przepływu gazu ziemnego z Rosji do jednego lub więcej państw członkowskich w ramach grupy ryzyka.

11.1.2.2. System Koordynacji Regionalnej do spraw Gazu (ReCo System)

Zgodnie z art. 3 ust. 6 rozporządzenia 2017/1938, rola Systemu Koordynacji Regionalnej do spraw Gazu (dalej: 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.

Istnieją trzy zespoły ReCo: północno-zachodni, południowy i wschodni. Większość państw członkowskich należących do białoruskiej grupy ryzyka, wchodzi w skład zespołu wschodniego.

Wschodni zespół został utworzony listopadzie 2017 r. W tym samym roku wyznaczono również pierwszego koordynatora tego zespołu, którym został do listopada 2019 r. Open Grid Europe (niemiecki OSP). Koordynator zespołu jest pierwszym kontaktem, z którym OSP pozostałych państw członkowskich powinni się skontaktować w sytuacji kryzysowej. Jego rolą jest poinformowanie pozostałych operatorów państw członkowskich, wchodzących w skład wschodniego zespołu i uruchomienie wirtualnej sesji.

Operatorzy systemów przesyłowych powinni współpracować i wymieniać informacje, w tym dotyczące przepływów dostaw gazu ziemnego w sytuacji kryzysowej, wykorzystując ReCo System. Głównym celem zespołów ReCo jest umożliwienie wymiany informacji pomiędzy operatorami systemów przesyłowych przez stworzony wcześniej kanał komunikacji. Działanie to może pomóc w zatwierdzeniu wspólnych procedur, które należy stosować w przypadku sytuacji kryzysowej, oraz w zorganizowaniu ćwiczeń na wypadek sytuacji kryzysowej w celu sprawdzenia sprawności komunikacji i zbadania, w jaki sposób można ją poprawić.

Wszystkie działania i procedury zespołów ReCo mogą być zaliczane do środków nadzwyczajnych, jednakże sama idea powołania zespołów może być uznawana za środek zapobiegawczy.

11.1.3. Środki zapobiegawcze

Koordynacja między państwami członkowskimi jest kluczowym elementem, ograniczającym narażenie poszczególnych państw członkowskich na szkodliwe skutki zakłóceń w dostawach gazu ziemnego. Współpraca regionalna, obejmująca zarówno organy publiczne, jak i przedsiębiorstwa gazowe, powinna prowadzić do optymalizacji środków koordynujących i wdrażania najbardziej opłacalnych środków na rzecz odbiorców gazu ziemnego w UE. Obecnie wiele państw członkowskich wchodzących w skład białoruskiej grupy ryzyka realizuje wspólne projekty infrastrukturalne, które w znaczący sposób przyczynią się do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w regionie tej grupy.

Poniżej przedstawiono środki infrastrukturalne wzmacniające połączenia międzysystemowe państw członkowskich:

- 1) Połączenie międzysystemowe Polska - Litwa (GIPL)

Terminal LNG w Kłajpedzie i podziemny magazyn gazu w Incukalns odgrywają ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw w subregionie wschodniobałtyckim. W przypadku braku dostaw gazu ziemnego z terminalu LNG w Kłajpedzie lub z PMG Incukalns, kraje bałtyckie mogą stać w obliczu ograniczenia podaży z powodu obecnych ograniczeń infrastrukturalnych (brak fizycznego połączenia z krajami sąsiednimi). W związku z tym, połączenie międzysystemowe pomiędzy Polską i Litwą (GIPL) powinno wykazać, w jaki sposób bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego może być zwiększone. Interkonektor Polska-Litwa odbierany jest przez KE za infrastrukturę przyczyniającą się do integracji europejskiego systemu gazowego i kształtowania zliberalizowanego rynku gazu ziemnego w północno-wschodniej części Europy. Dodatkowo, jest on uważany za istotny element, który może wyeliminować bariery w tworzeniu rynku gazu ziemnego w tej części Europy poprzez wyeliminowanie tzw. "wysp energetycznych" - regionów zależnych od dostaw gazu ziemnego z jednego kierunku. Zakończenie budowy połączenia międzysystemowego planowane jest na 2021 r.

2) Projekt Baltic Pipe:

Baltic Pipe jest strategicznym projektem infrastrukturalnym, którego celem jest stworzenie nowego korytarza dostaw gazu ziemnego na europejski rynek. Po raz pierwszy będzie możliwy przesył gazu ziemnego ze złóż norweskich na duński i polski rynek, jak również do państw sąsiednich. Jednocześnie, Baltic Pipe umożliwi dostawy gazu ziemnego z Polski do Dani i Szwecji.

Dywersyfikacja dostaw poprzez bezpośredni dostęp do złóż gazu ziemnego znacząco zwiększy bezpieczeństwo energetyczne. Projekt Baltic Pipe wnieśli znaczącą rolę w stworzenie wschodnioeuropejskiego rynku energii oraz przyczyni się do integracji rynków gazu ziemnego. Projekt "Baltic Pipe" przyczyni się również do realizacji celów koncepcji korytarza Północ-Południe oraz planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich (BEMIP), które są ważnymi priorytetami UE w dziedzinie rozwoju infrastruktury energetycznej.

Główne korzyści wynikające z projektu Baltic Pipe:

- integracja duńsko-szwedzkiego oraz polskiego rynku gazu ziemnego poprzez konkurencyjność dostaw oraz dwukierunkowy handel zapewniający wzrost konwergencji cenowej,
- zwiększenie bezpieczeństwa dostaw w regionie poprzez zapewnienie dostępu z norweskich złóż do duńsko-szwedzkiego oraz polskiego rynku gazu ziemnego, jak również do innych rynków w Centralnej oraz Wschodniej Europie,
- zwiększenie niezawodności technicznej dostaw gazu do odbiorców poprzez dywersyfikację tras importu,
- połączenie Baltic Pipe z terminalem LNG w Świnoujściu potencjalnie umożliwi krajom Skandynawskim dostęp do globalnego rynku skroplonego gazu ziemnego.

Planowane oddanie inwestycji do eksploatacji oraz rozpoczęcie przesyłu gazu ziemnego nastąpi w październiku 2022 r.

3) Połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja:

Głównym celem projektu jest stworzenie istotnej części połączeń międzysystemowych Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej poprzez wdrożenie brakującego połączenia pomiędzy systemami przesyłowymi w Polsce i na Słowacji, a tym samym zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu w Europie Środkowo-Wschodniej poprzez dywersyfikację źródeł i tras dostaw. Zakończenie budowy połączenia międzysystemowego planowane jest na 2022 r.

4) Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu:

Rozbudowa terminala LNG będzie miała wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw w rejonie Morza Bałtyckiego oraz w Centralno-Wschodniej Europie poprzez dywersyfikację tras i źródeł dostaw (nowe fizyczne źródło dostaw w obu regionach, dostęp do globalnego rynku LNG). Planuje się, że rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu zostanie zakończona w 2023 r.

5) Pływający terminal regazyfikacyjny (ang. Floating Storage and Regasification Unit - FSRU):

Projekt jednostki FSRU na polskim wybrzeżu Morza Bałtyckiego jest pierwszym projektem pływającego terminalu w Polsce. Projekt będzie oferował zdolności regazyfikacyjne odbiorcom gazu ziemnego w Polsce i innym krajom regionu Morza Bałtyckiego (dostawy kierowane za pośrednictwem interkonektora Polska-Litwa i/lub statków LNG) oraz w Europie Środkowo-Wschodniej (dostawy w ramach Korytarza Północ-Południe).

Planowane są również inne projekty połączeń międzysystemowych, które na ten moment nie posiadają jeszcze ostatecznej decyzji inwestycyjnej (ang. Final Investment Decision – FID). Biorąc pod uwagę dalszy rozwój i znaczący wkład w bezpieczeństwo dostaw w ramach białoruskiej grupie ryzyka, planowane jest:

6) Połączenie międzysystemowe Polska – Czechy:

Celem projektu jest zwiększenie przepustowości transgranicznej między Polską a Republiką Czeską poprzez utworzenie dużego korytarza przesyłowego, który umożliwi elastyczny transport gazu ziemnego w Europie Środkowo-Wschodniej w ramach korytarza Północ-Południe. Rozwój projektu przyczyni się do wzmocnienia efektywnej pracy systemów przesyłu gazu ziemnego, efektywnej wymiany gazu ziemnego pomiędzy rynkami, a także zwiększenia bezpieczeństwa dostaw nie tylko dla Polski i Czech, ale także dla regionu Europy Środkowo-Wschodniej poprzez umożliwienie połączenia dostaw z globalnym rynkiem LNG poprzez terminal w Świnoujściu i norweski gaz ziemny poprzez projekt Baltic Pipe.

7) Połączenie międzysystemowe Polska – Ukraina:

Celem projektu jest stworzenie dużego korytarza transportowego pomiędzy Polską a Ukrainą. Projekt przyczyni się do tego:

- stworzenia dobrze zintegrowanego rynku gazu ziemnego w całym regionie;
- dywersyfikacja tras i źródeł gazu ziemnego dla Ukrainy;
- zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego dla Ukrainy;
- dostęp do magazynów gazu ziemnego na Ukrainie

11.1.4. Elektrownie kluczowe

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 rocznym zużyciem gazu ziemnego przez te elektrownie.

Tabela 19 Zużycie gazu ziemnego przez elektrownie i elektrociepłownie

Nazwa elektrowni	Osiągalna moc elektryczna [MW]	Roczne zużycie gazu mln m ³	Rodzaj paliwa
Elektrownia Płock	630	750,5	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrownia Włocławek	485	469,3	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Wrotków	231	237,1	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Gorzów (TG8)	54,5	n/a ¹	Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany
Elektrociepłownia Gorzów 2	138	344,6	Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany
Elektrociepłownia Rzeszów	101	103,4	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna	128,9	165	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Toruń	100,6	121,3	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Zielona Góra	188	356,5	Gaz ziemny zaazotowany

1) Jednostka TG8 pełni rolę jednostki rezerwowej i nie jest przewidziana do produkcji do 2021 r.

11.2. Regionalna grupa ryzyka – Ukraina

11.2.1. Wskaźnik N-1

W celu analizy ryzyka związanego z zakłóceniami w dostawach gazu ziemnego przez Ukrainę we wzorze na wskaźnik N-1, za największą pojedynczą infrastrukturę przyjęto punkt wejścia zlokalizowany na granicy Słowacji i Ukrainy: Uzhgorod-Velke Kapusany.

Wskaźnik N-1 obliczono również dla sytuacji całkowitego zakłócenia ukraińskiej trasy dostaw.

Wskaźnik N-1 został obliczony z uwzględnieniem 100% pojemności PMG oraz przy stanie napełnienia PMG wynoszącym 30%. Wskaźnik wyznaczono dla dwóch horyzontów czasowych tj. 2018/2019 oraz 2020/2021. .

Tabela 20. Wskaźnik N-1

		2018/2019	2020/2021
Uzhgorod	PMG 100%	166 %	172 %
	PMG 30%	146 %	151 %
Ukraińska trasa dostaw	PMG 100%	158 %	165 %
	PMG 30%	138 %	144 %

Źródło: Wspólna ocena ryzyka ze względu na dostawy we Wschodu - Ukraina

11.2.2. Mechanizmy współpracy

11.2.2.1. System Koordynacji Regionalnej ds. Gazu (ReCo System)

Artykuł 3 ust. 6 rozporządzenia (UE) 2017/1938 podkreśla rolę ReCo System, ustanowionego przez ENTSOG i składającego się ze stałych grup ekspertów, w zakresie współpracy i wymiany informacji między operatorami systemów przesyłowych w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnej o zasięgu regionalnym lub unijnym.

Istnieją trzy zespoły ReCo: północno-zachodni, południowy i wschodni. Większość członków ukraińskiej grupy ryzyka wchodzi w skład wschodniego zespołu ReCo.

Głównym celem zespołów ReCo jest stworzenie kanału wymiany informacji między operatorami systemów przesyłowych, w celu zatwierdzenia wspólnych procedur do wykorzystania w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej oraz zorganizowania ćwiczeń na wypadek sytuacji kryzysowej w kryzysowej w celu sprawdzenia sprawności komunikacji i zbadania, w jaki sposób można ją poprawić.

Zespół wschodni ReCo Team East został uruchomiony w listopadzie 2017 r., a Open Grid Europe (niemiecki operator systemu przesyłowego) został wyznaczony jego koordynatorem do listopada 2019 r. Koordynator zespołu jest pierwszym kontaktem, z którym OSP pozostałych państw członkowskich powinni się skontaktować w sytuacji kryzysowej. Jego rolą uruchomienie procedury wymiany informacji pomiędzy pozostałymi państwami członkowskimi zespołu.

11.2.2.2. Procedura wymiany istotnych informacji pomiędzy właściwymi organami w ramach grupy ryzyka

Zgodnie z art. 11 rozporządzenia 2017/1938, jeżeli właściwy organ ogłosi jeden ze stanów kryzysowych, niezwłocznie informuje o tym Komisję oraz właściwe organy państw członkowskich, z którymi państwo członkowskie tego właściwego organu jest bezpośrednio połączone.

Ponadto w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego właściwy organ postępuje zgodnie z wcześniej określonymi działaniami określonymi w *Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej* i niezwłocznie informuje właściwe organy w grupie ryzyka oraz właściwe organy państw członkowskich, z którymi jest bezpośrednio związany, w szczególności o działaniach, które zamierza podjąć.

Jak opisano powyżej, właściwy organ informuje resztę grupy ryzyka wyłącznie w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego. Jednakże w celu poprawy koordynacji, jeżeli właściwy organ ukraińskiej grupy ryzyka ogłosi jakiegokolwiek stan kryzysowy, informuje o tym pozostałych członków w tym samym czasie co KE.

Ponadto, jeżeli właściwy organ w ramach ukraińskiej grupy ryzyka stwierdzi potencjalne zakłócenie w dostawach gazu ziemnego z Ukrainy, informuje o tym pozostałe właściwe organy w ramach grupy, możliwie jak najszybciej, przed wystąpieniem jakiegokolwiek stanu kryzysowego. Poniżej znajduje się niepełny wykaz zdarzeń powodujących ryzyko:

- istotne ograniczenie przepływów gazu z punktów połączeń międzysystemowych z Ukrainą (Drozdowicze, Uzhgorod, Beregovo, Tekovo lub Orlovka);
- istotne ograniczenie przepływu rosyjskiego gazu ziemnego do jednego lub kilku państw członkowskich grupy;
- incydenty lub wykrycie problemów technicznych, które mogłyby doprowadzić do ograniczeń przepływu obejmujących główne rurociągi przesyłowe łączące państwa członkowskie należące do grupy ryzyka;
- prognoza z krótkim wyprzedzeniem (jeden lub dwa dni wcześniej) dotycząca wyjątkowo wysokiego popytu spowodowanego ekstremalnymi warunkami pogodowymi w państwie członkowskim należącym do grupy ryzyka.

Lista kontaktowa właściwych organów będzie corocznie aktualizowana przez właściwy organ pełniący rolę koordynatora grupy ryzyka, jak również przez właściwy organ, który dokonuje jakichkolwiek zmian w danych kontaktowych.

Mechanizmy związane z solidarnością są nadal poddawane ocenie przez właściwe organy państw członkowskich. Natychmiast po podpisaniu, zaangażowane państwa członkowskie poinformują o tym grupę, a jej istnienie zostanie podane do wiadomości publicznej w specjalnym rozdziale niniejszego dokumentu (zawierającym jedynie informacje niewrażliwe, tj. datę podpisania i przedłużenie terminu itd.)

11.2.3. Środki zapobiegawcze

Kwestia umów o połączeniach międzysystemowych między sąsiadującymi operatorami systemów przesyłowych została ustanowiona w drugim rozdziale

rozporządzenia Komisji (UE) 2015/703 z dnia 30 kwietnia 2015 r. *ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych*. Artykuł 3 ww. rozporządzenia określa punkty, które muszą być objęte umową o wzajemnym połączeniu.

Ogólnie rzecz biorąc, treść umów o wzajemnym połączeniu jest następująca:

A) Przepisy ogólne

B) Słowniczek: słowniczek terminów używanych w tekście, harmonogram dnia gazowego w określonym systemie.

C) Wspólny punkt odniesienia:

- Jednostki (ciśnienie, temperatura, objętość, wartość opałowa, energia, liczba Wobbego).

- Kody dostawcy ułatwiający identyfikację w procesach sprawdzania zgodności.

D) Prognozy: prognoza miesięczna i tygodniowa obejmująca ilości, które mają być przesłane przez punkt międzysystemowy w następnym miesiącu/tygodniu. Planowana konserwacja odgrywa istotną rolę w zarządzaniu połączeniami międzysystemowymi, a plan roczny jest zatwierdzany poza określonymi aktualizacjami na tydzień przed rozpoczęciem działań konserwacyjnych.

E) Nominacje: uzgadniane są szczegóły dotyczące cykli nominacji i renominacji.

F) Procedura sprawdzania zgodności: w celu uzyskania potwierdzonych ilości (CQ), które zostaną dostarczone w punkcie połączenia międzysystemowego przez każdego dostawcę, bez jakichkolwiek dysproporcji w nominacjach.

G) Alokacja: po potwierdzeniu zmierzonych ilości (MQ) OSP obliczają różnicę między MQ a CQ w celu uzyskania dziennych odchyłeń (DD). DD zostanie przypisane do rachunku rozbieżności znanego jako rachunek bilansujący operacji (OBA).

H) Sytuacja nadzwyczajna: analizowana w planie awaryjnym.

Umowy o wzajemnych połączeniach zapewniają jednolity język wymiany informacji i procedur służących wykrywaniu zakłóceń równowagi.

11.2.4. Elektrownie kluczowe

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 rocznym zużyciem gazu ziemnego przez te elektrownie.

Tabela 21 Zużycie gazu ziemnego przez elektrownie i elektrociepłownie

Nazwa elektrowni	Osiągalna moc elektryczna [MW]	Roczne zużycie gazu mln m ³	Rodzaj paliwa
Elektrownia Płock	630	750,5	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrownia Włocławek	485	469,3	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Wrotków	231	237,1	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Gorzów (TG8)	54,5	n/a ¹	Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany
Elektrociepłownia Gorzów 2	138	344,6	Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany
Elektrociepłownia Rzeszów	101	103,4	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna	128,9	165	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Toruń	100,6	121,3	Gaz ziemny wysokometanowy
Elektrociepłownia Zielona Góra	188	356,5	Gaz ziemny zaazotowany

1) Jednostka TG8 pełni rolę jednostki rezerwowej i nie jest przewidziana do produkcji do 2021 r.