

**Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 4/KSP/SGT
dla połączonego systemu wejścia/wyjścia gazu ziemnego,
dla którego operatorem jest
Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,
na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r. do godziny
6:00 dnia 1 stycznia 2030 r.**

Warszawa, marzec 2026 r.

Spis treści

1. Informacje wstępne	3
2. Zastrzeżenia prawne dotyczące indykatywnego charakteru danych i wyników obliczeń zawartych w niniejszym dokumencie	3
3. Okres obowiązywania MWCR	4
4. Opis metody wyznaczania ceny referencyjnej (art. 26 ust. 1 lit. a Kodeksu taryfowego)...	5
4.1. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a, wykorzystywane w metodzie znaczka pocztowego (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (i) Kodeksu taryfowego)	7
4.2. Wartości proponowanych dostosowań taryf przesyłowych opartych na zdolności, o których mowa w art. 9 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (ii) Kodeksu taryfowego)	8
4.2.1. Rabat dla PMG.	8
4.2.2. Rabat dla terminalu LNG.	9
4.3. Indykatywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (iii) Kodeksu taryfowego)	9
4.4. Porównanie indykatywnych ceny referencyjnych wynikających z zastosowania niniejszej metody z indykatywnymi cenami obliczonymi z zastosowaniem metody odległości ważonej zdolnością (CWD) (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (vi) Kodeksu taryfowego)	10
4.5. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 i szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (iv) Kodeksu taryfowego) oraz podział pomiędzy przychody wewnętrzne i międzysystemowe (art. 30 ust. 1 lit. b pkt (v)(3) Kodeksu taryfowego)	12
4.6. Ocena metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z wymaganiami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (v) Kodeksu taryfowego)	13
5. Indyktywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b pkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. b Kodeksu taryfowego).....	15
5.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b pkt (i) Kodeksu taryfowego)	15
5.2. Usługi nieprzesyłowe (art. 26 ust. 1 lit. c pkt (ii) Kodeksu taryfowego)	16
5.2.1. Usługi sprężania	17
5.2.2. Usługi redukcji ciśnienia	17
6. Indyktywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d Kodeksu taryfowego)	18
7. Opis systemu przesyłowego gazu ziemnego.....	19
7.1. KSP	19
7.2. SGT	24

1. Informacje wstępne

Metoda wyznaczania cen referencyjnych (zwana dalej „MWCR”) została opracowana w trybie art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego dla Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., zwanej dalej „Operatorem” lub „OGP” i będzie miała zastosowanie do kalkulacji stawek opłat przesyłowych (jednolitej taryfy przesyłowej) dla połączonego systemu wejścia/wyjścia gazu ziemnego na terenie Rzeczypospolitej Polski obejmującego KSP¹ i SGT².

Podobnie jak w latach poprzednich, *Informacja* Prezesa URE zawierająca decyzje w kwestiach, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a–c Kodeksu taryfowego tj. mnożników i współczynników sezonowych dla krótkoterminowych usług przesyłania paliw gazowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej, uwzględniająca wyniki konsultacji³ prowadzonych przez Prezesa URE w dniach 1 września 2025 r. do 1 listopada 2025 r., zostanie opublikowana odrębnie od niniejszej decyzji w sprawie MWCR

Z kolei utworzenie połączonego systemu wejścia/wyjścia gazu ziemnego, obejmującego własną sieć przesyłową gazu ziemnego E⁴ oraz L⁵ Operatora oraz sieć przesyłową stanowiącą własność przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.⁶, zwanego dalej „EuRoPol GAZ”, na podstawie art. 17 ust. 4 i 5 rozporządzenia 2024/1789⁷, skutkuje koniecznością ustalenia skutecznego mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich (ITC KSP/SGT), o którym mowa w art. 10 ust. 3 Kodeksu taryfowego. W konsekwencji *Informacja* Prezesa URE zawierająca decyzje w sprawie zatwierdzenia mechanizmu ITC KSP/SGT, o którym mowa w art. 10 ust. 3 Kodeksu taryfowego⁸, uwzględniająca wyniki konsultacji⁹ prowadzonych przez Prezesa URE w dniach 1 września 2025 r. do 1 listopada 2025 r. zostanie opublikowana odrębnie od niniejszej decyzji w sprawie MWCR.

2. Zastrzeżenia prawne dotyczące indykatywnego charakteru danych i wyników obliczeń zawartych w niniejszym dokumencie

Wszelkie dane liczbowe dotyczące lat 2027-2029 przedstawione w niniejszym dokumencie są danymi indykatywnymi i mają na celu jedynie zobrazowanie wpływu przyjętej MWCR na poziom opłat przesyłowych. Dane te nie stanowią podstawy do kalkulacji taryfy w okresie obowiązywania MWCR. W przypadku rozbieżności pomiędzy polską i angielską wersją niniejszego dokumentu, wiążący jest dokument sporządzony w języku polskim.

¹ Własna sieć przesyłowa Operatora gazu ziemnego E oraz L.

² Sieć przesyłowa stanowiąca własność przedsiębiorstwa System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, dla której OGP pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego, na podstawie decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

³ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow-2/12842.Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozников-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryfy-n.html>

⁴ E – gaz ziemny wysokometanowy – grupa E.

⁵ L – zaazotowany gaz ziemny – grupa L, podgrupa Lw.

⁶ OGP pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego dla sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u na podstawie decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

⁷ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (Dz. Urz. UE L z 15.07.2024).

⁸ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017 r. s. 29).

⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/itc-kspsgt-2027-2031-art-105-n/12843.Konsultacje-w-zakresie-Mechanizmu-rozliczen-miedzyoperatorskich-ITC-KSPSGT-2027-.html>

3. Okres obowiązywania MWCR

Okres obowiązywania niniejszej MWCR został ustalony na 3 lata, tj. **od godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2027 r. do godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2030 r**¹⁰.

Zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie MWCR, wydanie decyzji przez krajowy organ regulacyjny zatwierdzającej MWCR, obliczenie taryfy na podstawie tej decyzji oraz jej publikację, powinna być powtarzana co najmniej raz na 5 lat, począwszy od dnia 31 maja 2019 r.

Co prawda w dokumencie konsultacyjnym przygotowanym przez Operatora zakładano okres obowiązywania MWCR na 5 lat, niemniej jednak biorąc pod uwagę poniższe okoliczności a także wnioski Operatora, ostatecznie okres ten zostaje przyjęty w wymiarze 3 lat obejmujących lata 2027-2029. Za ostatecznym przyjęciem takiego okresu obowiązywania MWCR przemawia analiza zmian, których wprowadzenie zakłada się w najbliższych latach. Zmiany te w szczególności mają dotyczyć:

- (i) realizacja projektu FSRU-1¹¹ i planowanego projektu FSRU-2 w Zatoce Gdańskiej, czemu towarzyszyć będą rezerwacje dodatkowych mocy umownych,
- (ii) połączenie KSP i SGT w jeden system wejścia/wyjścia gazu ziemnego i kalkulacja jednolitej taryfy sieciowej (brak rezerwacji mocy i opłat w punkcie PWP) (w tym pogłębienie fizycznej integracji tych systemów),
- (iii) stosowanie w rozliczeniach usług krótkoterminowych od 2026 r. wyłącznie mnożników, na obniżonym poziomie, i rezygnacja ze stosowania współczynników sezonowych.

Istotny jest także zauważalny wzrost zamówień produktów krótkoterminowych w roku 2025 w porównaniu do 2024 r., a także w pierwszych miesiącach roku 2026.

Powyższe czynniki będą miały znaczący wpływ na ukształtowanie się poziomu rezerwowanych mocy w ramach połączonego systemu wejścia/wyjścia gazu ziemnego oraz mogą przyczynić się do istotnej zmiany proporcji zarówno pomiędzy stosunkiem mocy rezerwowanych na wejściach i wyjściach, jak i stosunkiem mocy realizowanych na potrzeby międzysystemowe i wewnątrzsystemowe.

Z tych powodów uzasadnione jest przyjęcie okresu obowiązywania metody wyznaczania cen referencyjnych w wymiarze 3 lat (a nie jak pierwotnie zakładano 5 lat), co umożliwi weryfikację przyjętych założeń w zakresie rezerwacji produktów krótkoterminowych oraz dodatkowych mocy oraz ewentualną korektę założeń.

W oparciu o niniejszą metodologię oraz obowiązujące przepisy (w tym ustawę - Prawo energetyczne¹² i rozporządzenie taryfowe¹³) Operator kalkuluje stawki opłat przesyłowych (jednolitą taryfę sieciową) dla połączonego systemu wejścia/wyjścia gazu ziemnego i przedkłada wraz z uzasadnieniem Prezesowi URE w celu jej zatwierdzenia. Okres taryfowy jest tożsamy z rokiem i obejmuje okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia danego roku do godziny 6:00 dnia 1 stycznia roku następnego.

Mając powyższe na uwadze okres obowiązywania niniejszej MWCR został ustalony na 3 lata, tj. od

¹⁰ Zgodnie z definicją doby gazowej - art. 3 pkt 16 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 984/2017 (Dz. Urz. UE L 72/1 z 17.03.2017), zwanego dalej „NC CAM”.

¹¹ Ang. Floating Storage Regasification Unit.

¹² Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43).

¹³ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280, z późn. zm.).

godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2030 r.

4. Opis metody wyznaczania ceny referencyjnej (art. 26 ust. 1 lit. a Kodeksu taryfowego)

Zgodnie z § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy. Natomiast stosownie do art. 47 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne Operator wprowadza taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od dnia jej opublikowania.

Przychód dozwolony (regulowany) z usług przesyłowych będzie ustalany dla każdego roku kalendarzowego (okresu taryfowego), odrębnie dla Operatora KSP i Operatora SGT, na podstawie planowanych do poniesienia w tym okresie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności przesyłowej oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność przesyłania paliw gazowych.

Od 2027 r. kalkulacja cen referencyjnych będzie wykonywana poprzez zastosowanie metody tzw. znaczka pocztowego (*ang. postage stamp*), w oparciu o sumę powyższych przychodów dozwolonych z usług przesyłowych oraz sumę prognozowanych zamówień mocy umownych¹⁴ wszystkich punktów wejścia i wyjścia do połączonego systemu wejścia/wyjścia, obejmującego KSP i SGT (bez uwzględniania planowanych mocy umownych na połączeniu tych sieci tj. bez wejścia/wyjścia PWP).

Stawki przesyłowe kalkuluje się w oparciu o model wejścia/wyjścia. Kalkulowane są wyłącznie opłaty stałe odniesione do mocy umownej/zdolności przesyłowej (gr/kWh/h/h)¹⁵ dla wejść i wyjść z systemu przesyłowego, z uwzględnieniem, dla gazu wysokometanowego E¹⁶, rabatu dla PMG¹⁷ oraz terminalu LNG¹⁸.

Taka sama MWCR (znaczka pocztowego) jest stosowana odrębnie dla systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego E oraz zaazotowanego L¹⁹. Systemy te stanowią odrębne obszary bilansowania. Udział przychodów ze świadczenia usług przesyłania w systemie gazu L stanowi ok. 1,6% (dla 2027 r. wg danych zawartych w Dokumencie konsultacyjnym).

Podział wejścia/wyjścia, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b pkt (v)(2) Kodeksu taryfowego, na potrzeby kalkulacji stawek indykatywnych przyjmuje się w proporcji **45%/55%** (dalej: 45/55).

Co prawda w dokumencie konsultacyjnym przygotowanym przez Operatora zakładano podział kosztów pomiędzy punkty wejścia i wyjścia w proporcji 50%/50%, niemniej jednak mając na wadze konieczność ograniczania subsydiowania skrośnego pomiędzy wykorzystaniem systemu przesyłowego na potrzeby międzysystemowe (tranzyt) i wewnątrzsystemowe konieczne jest skorygowanie tego założenia. Przyjęcie podziału wejścia/wyjścia 45/55 zapewnia bowiem, że indeks alokacji kosztów (CAA), obliczany zgodnie z art. 5 Kodeksu taryfowego, nie przekracza 10% dla każdego roku okresu obowiązywania MWCR.

Jak już wspomniano przychód przy kalkulacji taryfy na 2027, 2028 i 2029 r. będzie ustalany odrębnie dla KSP oraz SGT, następnie sumowany dla połączonego systemu wejścia/wyjścia. Suma ta będzie następnie dzielona na wejścia i wyjścia z systemu przesyłowego zgodnie z przyjętym podziałem wejścia/wyjścia (tj. 45/55). Wynikiem podzielenia przychodu regulowanego

¹⁴ Z uwzględnieniem mocy/zdolności przesyłowej oferowanej jako powiązana.

¹⁵ Zgodnie z art. 10 NC CAM.

¹⁶ Gaz ziemny wysokometanowy grupa E.

¹⁷ Podziemny magazyn gazu, w którym utworzona jest instalacja magazynowa; rabat stosowany w 2027 r. wynosi 80%.

¹⁸ Rabat w punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG w Świnoujściu stosowany w 2027 r. wynosi 40%.

¹⁹ Gaz ziemny zaazotowany grupa L, podgrupa Lw.

zaalokowanego do poszczególnych rodzajów punktów odpowiednio wejścia/wyjścia przez sumaryczną moc umowną (z uwzględnieniem rabatów stosowanych dla PMG i terminalu LNG) oraz liczbę godzin w roku, będzie stawka opłaty przesyłowej dla odpowiednio wejść/wyjść.

Wzór na obliczenie stawki [gr/kWh/h/h] na wejściach dla systemu przesyłowego gazu E w 2027 r. dla rabatu dla PMG równego 80% oraz dla terminalu LNG równego 40%, jest przedstawiony poniżej:

$$S_{S-WE} = \frac{U_{WE} * P_{DOZW.}}{(M_{U-WE} + (1 - 0,4) * M_{U-LNG} + (1 - 0,8) * M_{U-PMG}) * T_R}$$

$$S_{S-LNG} = (1-0,4) * S_{S-WE}$$

$$S_{S-PMG} = (1-0,8) * S_{S-WE}$$

gdzie:

S_{S-WE} – stawka na wejściu do systemu przesyłowego [gr/kWh/h/h],

S_{S-LNG} – stawka na wejściu do systemu przesyłowego z terminalu LNG [gr/kWh/h/h],

S_{S-PMG} – stawka na wejściu do systemu przesyłowego z PMG [gr/kWh/h/h],

U_{WE} – udział przychodu dozwolonego dla systemu przesyłowego gazu E, alokowany do punktów wejścia,

$P_{DOZW.}$ – przychód regulowany/dozwolony dla systemu przesyłowego gazu E, obejmującego sieć KSP i SGT [zł],

M_{U-WE} – moc umowna w punktach wejścia (bez PMG i terminalu LNG) [kWh/h], bez punktu PWP,

M_{U-LNG} – moc umowna na punkcie wejścia z terminalu LNG [kWh/h],

M_{U-PMG} – moc umowna na punktach wejścia z PMG [kWh/h],

T_R – liczba godzin w roku [h],

0,4 – rabat w punkcie wejścia z terminalu LNG,

0,8 – rabat w punkcie wejścia/wyjścia z/do PMG.

Stawkę dla punktów wyjścia z systemu przesyłowego gazu E oraz stawki dla systemu przesyłowego gazu L są obliczane w sposób analogiczny, przy odpowiednim zastosowaniu powyższego wzoru i uwzględnieniem parametrów wyjściowych.

Nie przewiduje się stosowania stawek zmiennych, opartych na wolumenach paliwa, o których mowa w art. 26 ust. 1 lit. c pkt (i) oraz art. 4 ust. 3 pkt a i b Kodeksu taryfowego.

Kwestia świadczonych przez Operatora usług nieprzesyłowych²⁰ została przedstawiona w punkcie 5.2. niniejszego dokumentu.

Nie przewiduje się stosowania podejścia opartego na stałej cenie należnej, o którym mowa w art. 26 ust. 1 lit. e oraz art. 24 lit. b Kodeksu taryfowego. Stosowane jest podejście oparte na zmiennej cenie należnej, o którym mowa w art. 24 lit. a Kodeksu taryfowego.

²⁰ Usługi nieprzesyłowe oznaczają usługi regulowane inne niż usługi przesyłowe oraz inne niż usługi regulowane rozporządzeniem (UE) nr 312/2014, które świadczy operator systemu przesyłowego (art. 3 pkt 15 Kodeksu taryfowego).

4.1. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a, wykorzystywane w metodzie znaczka pocztowego (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (i) Kodeksu taryfowego)

Jedynym czynnikiem kosztotwórczym wykorzystywanym w MWCR jest zdolność przesyłowa planowana do zakontraktowania.

Wielkość prognozowanych zdolności przesyłowych stanowiących podstawę kalkulacji cen referencyjnych dla roku taryfowego n+1 (dla roku dla którego kalkulowana jest taryfa) stanowić będzie suma:

- **zdolności ciągłych oraz przerywanych** zakontraktowanych dla roku, dla którego kalkulowana jest taryfa w ramach procedury Open Season, zdolności wynikających z kontraktów wieloletnich oraz zdolności zamówionych w ramach rozstrzygniętych aukcji (z uwzględnieniem zdolności oferowanych w ramach produktów powiązanych oraz rozdzielonych),
- zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych z zakresu **zdolności ciągłej oraz przerywanej** według aktualnego stanu na dzień składania wniosku taryfowego w roku n (z uwzględnieniem zdolności oferowanych w ramach produktów powiązanych oraz rozdzielonych),
- przewidywanych zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych (również w ramach zamówień wieloletnich, Open Season, aukcji) z zakresu zdolności **ciągłej oraz przerywanej** na rok n+1, wynikających z inwestycji planowanych do oddania do użytkowania w roku n oraz n+1, w tym wynikających z planowanego oddania do użytkowania nowych, zmodernizowanych, przebudowanych i rozbudowanych przyłączy,

oraz

- poziomu zdolności zrealizowanych w ramach kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych standardowych produktów z zakresu zdolności **ciągłej i przerywanej zrealizowanych** w roku kalendarzowym n-1 - poprzedzającym rok n, w którym składany jest wniosek taryfowy; w kalkulacji taryfy są uwzględniane moce umowne wynikające ze zrealizowanych krótkoterminowych produktów z zakresu zdolności, o których mowa powyżej, przeliczonych na moc roczną (tzw. urocznienie) zgodnie z poniższym wzorem:

$$M_{U-R} = \frac{\sum_{i=1}^p M_{n_{KTi}} * M_{u_{KTi}} * T_{KTi}}{T_R}$$

gdzie:

M_{U-R} – moc umowna produktu krótkoterminowego z zakresu zdolności przesyłowej przeliczona moc roczną tzw. „uroczniona” [kWh/h]; obliczana odrębnie dla wejść i wyjść (w tym PMG i terminal LNG) oraz podsystemów przesyłowych gazu E i L,

$M_{n_{KT}}$ – mnożnik produktu krótkoterminowego z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego lub śróddziennego); w przypadku usług krótkoterminowych oferowanych jako przerywane, w obliczeniach należy dodatkowo uwzględnić rabat *ex-ante* dla tych usług,

$M_{u_{KT}}$ – moc umowna produktu krótkoterminowego z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego lub śróddziennego) [kWh/h],

T_{KT} – liczba godzin świadczenia usługi w ramach produktu krótkoterminowego z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego lub śróddziennego) [h],

T_R – liczba godzin w roku [h],

p – liczba produktów krótkoterminowych.

odrębnie dla punktów wejścia i wyjścia do/z systemu przesyłowego:

- w ramach podsystemów gazu wysokometanowego E oraz zaazotowanego L, oraz dla
- punktów wejścia/wyjścia do/z PMG w ramach podsystemu gazu wysokometanowego E.

Wartości zdolności przesyłowych przyjęte do kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych na rok 2027, 2028 i 2029 przedstawia tabela nr 1.

Tabela 1. Indykatywne zdolności przesyłowe dla 2027, 2028 i 2029 r²¹.

Moc umowa/przepustowość/ zdolność przesyłowa	Jedn.	Taryfa na 2026 r.		Indykatywna prognoza dla 2027 r.		Indykatywna prognoza dla 2028 r.		Indykatywna prognoza dla 2029 r.	
		Gaz E	Gaz L	Gaz E	Gaz L	Gaz E	Gaz L	Gaz E	Gaz L
Punkty wejścia - RAZEM, w tym:	kWh/h	53 779 593	1 096 440	54 672 874	1 097 331	61 806 061	1 100 610	63 960 525	1 100 610
- połączenia międzysystemowe	kWh/h	15 629 211		16 404 211		16 404 211		16 404 211	
- Terminal LNG	kWh/h	10 579 502		10 579 502		17 177 377		19 336 682	
- PMG	kWh/h	24 804 600		24 939 600		24 939 600		24 939 600	
- pozostałe	kWh/h	2 766 280	1 096 440	2 749 561	1 096 440	3 280 738	1 096 440	3 272 598	1 096 440
- gazy odnawialne i niskoemisyjne	kWh/h				891	4 135	4 170	7 434	4 170
Punkty wyjścia - RAZEM, w tym:	kWh/h	77 610 710	1 956 393	81 986 539	1 874 774	83 812 091	1 875 676	85 616 804	1 876 578
- połączenia międzysystemowe	kWh/h	503 103		2 430 103		2 430 103		2 430 103	
- PMG	kWh/h	14 958 920		15 008 920		15 008 920		15 008 920	
- pozostałe	kWh/h	62 148 687	1 956 393	64 547 516	1 874 774	66 373 068	1 875 676	68 177 781	1 876 578

4.2. Wartości proponowanych dostosowań taryf przesyłowych opartych na zdolności, o których mowa w art. 9 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (ii) Kodeksu taryfowego)

4.2.1. Rabat dla PMG.

Stosownie do art. 9 ust. 1 Kodeksu taryfowego w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w punktach wejścia z PMG i punktach wyjścia do PMG stosuje się rabat w wysokości **co najmniej 50 %**, z wyłączeniem PMG, która jest połączona z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną, w zakresie w jakim instalacja ta jest wykorzystywana do konkurencyjnego punktu połączenia międzysystemowego.

Natomiast art. 17 ust. 3 akapit 2 rozporządzenia 2024/1789 stanowi, że „od dnia 1 stycznia 2026 r. w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw organ regulacyjny może stosować rabat w wysokości do 100 % do taryf przesyłowych i dystrybucyjnych opartych na zdolności w punktach wejścia z podziemnych magazynów gazu ziemnego i punktach wyjścia do nich oraz w punktach wejścia instalacji LNG. Organ regulacyjny ponownie analizuje ten rabat taryfowy i jego wkład w bezpieczeństwo dostaw w każdym okresie regulacyjnym, w ramach okresowych konsultacji przeprowadzanych zgodnie z kodeksem sieci przyjętym na podstawie art. 71 ust. 2 akapit pierwszy lit. d”.

W kalkulacji cen referencyjnych zarówno dla punktów wejścia jak i wyjścia do/z PMG będzie stosowany rabat **w wysokości 80%**, co jest zgodne z wymaganiami określonymi w art. 9 ust. 1 Kodeksu taryfowego i w art. 17 ust. 3 rozporządzenia 2024/1789. Jego poziom nie ulega zmianie w ostatnich latach co świadczy o stabilności polityki regulacyjnej w tej kwestii. Przyjęty rabat uwzględnia korzyści i koszty, jakie PMG zapewniają całemu systemowi przesyłowemu oraz ma

²¹ Prognozowana zdolność przesyłowa w punktach połączeń międzysystemowych uwzględnia zdolność na punkcie wejścia/wyjścia z Ukrainą (krajem trzecim) oraz moce produktów krótkoterminowych przeliczone na moce roczne (tzw. „urocznienie”).

przyczyniać się do efektywnego wykorzystania tych instalacji. Do głównych korzyści wynikających z korzystania z PMG należy zaliczyć:

- zapewnienie stabilności i integralności pracy systemu przesyłowego,
- zapewnienie elastyczności w sytuacjach wzmożonego popytu na paliwo gazowe zarówno w sezonie zimowym jak i w ramach pików dziennych,
- zapewnienie marginesu bezpieczeństwa w przypadku zmniejszenia lub zaprzestania dostarczania gazu z krajów ościennych w przypadku np. awarii infrastruktury,
- optymalizacja rozpiętości i pracy sieci przesyłowej.

Ponadto, lokalizacja blisko głównych ośrodków popytu sprawia, że jest to najbardziej responsywne źródło zaopatrzenia, które może być użyte do pokrycia dziennych wzrostów zapotrzebowania na paliwo gazowe.

W polskim systemie przesyłowym nie występują PMG, które byłyby połączone z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną lub też konkurowałyby z punktami połączeń międzysystemowych.

4.2.2. Rabat dla terminalu LNG.

Zgodnie z art. 9 ust. 2 Kodeksu taryfowego w punktach wejścia z terminalu LNG (...) można stosować rabat w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw. Natomiast art. 17 ust. 3 akapit 2 rozporządzenia 2024/1789 stanowi, że „od dnia 1 stycznia 2026 r. w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw organ regulacyjny może stosować rabat w wysokości do 100 % do taryf przesyłowych i dystrybucyjnych opartych na zdolności w punktach wejścia z podziemnych magazynów gazu ziemnego i punktach wyjścia do nich oraz w punktach wejścia instalacji LNG. Organ regulacyjny ponownie analizuje ten rabat taryfowy i jego wkład w bezpieczeństwo dostaw w każdym okresie regulacyjnym, w ramach okresowych konsultacji przeprowadzanych zgodnie z kodeksem sieci przyjętym na podstawie art. 71 ust. 2 akapit pierwszy lit. d”.

Jak już było wspomniane, *Informacja* Prezesa URE zawierająca decyzje w kwestiach, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a–c Kodeksu taryfowego tj. m.in. poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG uwzględniająca wyniki konsultacji²² prowadzonych przez Prezesa URE w dniach 1 września 2025 r. do 1 listopada 2025 r., zostanie opublikowana odrębnie od niniejszej decyzji w sprawie MWCR.

4.3. Indykatywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (iii) Kodeksu taryfowego)

Porównanie stawek opłat z taryfy na 2026 r. z indykatywnymi stawkami dla 2027, 2028 i 2029 r. skalkulowanymi zgodnie z MWCR przedstawia tabela nr 2.

Należy zauważyć, że stawki dla lat 2027-2029 zostały skalkulowane dla połączonego systemu wejścia/wyjścia gazu ziemnego, obejmującego sieć KSP oraz SGT. Natomiast stawki dla 2026 r. były kalkulowane odrębnie dla obu systemów. Indykatywne stawki opłat przesyłowych przedstawione w tej tabeli zostały obliczone z wykorzystaniem prognozy zdolności przesyłowych zawartej w tabeli nr 1 oraz prognozy przychodu dozwolonego dla gazu E dla sieci KSP i SGT oraz dla gazu L, wykonanej przez Operatora na potrzeby Dokumentu konsultacyjnego, uwzględniającej wpływ nakładów inwestycyjnych planowanych do poniesienia w okresie obowiązywania MWCR.

²² <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-sezonow-2/12842,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnozownikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryfy-n.html>

Analiza pozostałych czynników wpływających na przychód dozwolony, zarówno in plus, jak i in minus, będzie miała miejsce w postępowaniach administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf w latach 2027-2029.

Tabela 2. Porównanie stawek opłat przesyłowych (dla roku 2026 podano stawki KSP Operatora).

Rodzaj gazu	Ceny referencyjne/stawki	2026	2027	2028	2029	Zmiana [%]	Zmiana [%]	Zmiana [%]
	[gr/kWh/h/h]	(obowiązujące)	(indykatywne)	(indykatywne)	(indykatywne)	4/3	5/4	6/5
1	2	3	4	5	6	6	6	7
E	Punkty wejścia	0,7709	0,7305	0,6762	0,6730	-5,2%	-7,4%	-0,5%
	Punkty wyjścia	0,3808	0,3890	0,4026	0,4053	2,2%	3,5%	0,7%
	Punkty wejścia z PMG	0,1542	0,1461	0,1352	0,1346	-5,3%	-7,4%	-0,5%
	Punkty wyjścia do PMG	0,0762	0,0778	0,0805	0,0811	2,1%	3,5%	0,7%
	Punkt wejścia z instalacji LNG	0,2313	0,4383	0,4057	0,4038	89,5%	-7,4%	-0,5%
L	Punkty wejścia	0,3196	0,3318	0,3516	0,3643	3,8%	6,0%	3,6%
	Punkty wyjścia	0,2189	0,2371	0,2512	0,2602	8,3%	5,9%	3,6%

Zmiany indykatywnych cen referencyjnych przedstawione w powyższej tabeli są umiarkowane. Natomiast wzrost stawki w punkcie wejścia z terminalu LNG w 2027 r. (o 89,5%) wynika z obniżenia rabatu z 70% w 2026 r. do 40% w latach 2027-2029.

Należy podkreślić, że kwestia ustalania i weryfikacji wartości prognozowanego przychodu regulowanego nie jest objęta przepisami Kodeksu taryfowego i będzie ona weryfikowana w odrębnych postępowaniach w sprawie zatwierdzenia taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na lata 2027-2029.

4.4. Porównanie indykatywnych ceny referencyjnych wynikających z zastosowania niniejszej metody z indykatywnymi cenami obliczonymi z zastosowaniem metody odległości ważonej zdolnością (CWD) (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (vi) Kodeksu taryfowego)

Porównanie cen referencyjnych obliczonych zgodnie z metodą znaczka pocztowego i cen obliczonych na podstawie metody CWD dla gazu wysokometanowego, **z zastosowaniem w obu przypadkach rabatów:** dla PMG (80%), terminalu LNG (40%) oraz usług świadczonych na zasadach przerywanych - 6% dla punktów połączeń międzysystemowych i 2% dla punktów wewnętrznych przedstawia tabela nr 3.

Tabela 3. Porównanie stawek opłat dla 2027 r. z zastosowaniem rabatów.

Grupa taryfowa	Rodzaj punktu	Stawka wg metody znaczka pocztowego		Stawka wg metody CWD (50/50)			
		(45/55)	(50/50)	minimalna	maksymalna	średnia	średnia ważona
Ewe	Kopalnie	0,7305	0,8116	0,5243	0,5252	0,5248	0,5248
	Graniczne	0,7305	0,8116	0,5761	1,1339	0,7322	0,7322
	Terminal LNG	0,4383	0,4870	0,4750	0,4750	0,4750	0,4750
	Odazotownie	0,7305	0,8116	0,3871	0,5250	0,4654	0,4347
Ewe-PMG		0,1461	0,1623	0,0857	0,1350	0,1051	0,1025
Ewy	Graniczne	0,3890	0,3536	0,0000	0,5685	0,4034	0,4034
	Dystrybucja	0,3890	0,3536	0,2046	0,5137	0,3581	0,3489
	Odbiorcy końcowi	0,3890	0,3536	0,2328	0,4893	0,3562	0,3451
Ewy-PMG		0,0778	0,0707	0,0629	0,0932	0,0780	0,0725
Lwe	Kopalnie	0,3318	0,3683	0,2881	0,6961	0,5711	0,3898
	Odazotownie	0,3318	0,3683	0,4036	0,4036	0,4036	0,4036
Lwy	Dystrybucja	0,2371	0,2156	0,0095	0,3841	0,1897	0,1736
	Odbiorcy końcowi	0,2371	0,2156	0,1674	0,2732	0,2330	0,2274

Różnice cen referencyjnych dla gazu wysokometanowego E skalkulowane zgodnie z metodą CWD w porównaniu do metody znaczka pocztowego wynikają z założeń metody CWD, która w kalkulacji stawki uwzględnia odległości punktów wejścia i wyjścia. Punkty o relatywnie wyższych stawkach to punkty słabo połączone z innymi punktami i leżące na obrzeżach systemu przesyłowego, natomiast punkty o stosunkowo niższych stawkach to punkty najczęściej zlokalizowane wewnątrz systemu, o licznych połączeniach z innymi punktami, które zasilać można z wielu źródeł dostaw paliw gazowych. Dla stawek uwzględniających rabaty (tabela 3) największe różnice pomiędzy metodą znaczka pocztowego i CWD występują dla granicznych punktów wejścia, dla których stawka średnioważona wg metody CWD byłaby wyższa. W punktach wejścia z kopalń, odazotowni i magazynów gazu stawki średnioważone wg metody CWD są niższe. Dla punktów wyjścia również największa różnica występuje dla punktów granicznych, dla których stawka średnioważona wg metody CWD jest wyższa, natomiast dla pozostałych punktów wyjścia stawki są zbliżone dla obu metod.

Dla gazu zaazotowanego nie występują znaczące różnice pomiędzy stawkami obliczonymi wg metody znaczka pocztowego i stawkami średnioważonymi wg metody CWD.

Porównanie cen referencyjnych obliczonych zgodnie z metodą znaczka pocztowego i cen obliczonych na podstawie metody CWD dla gazu wysokometanowego E, **bez zastosowania rabatów** dla PMG, terminalu LNG oraz usług przerywanych przedstawia tabela nr 4.

W przypadku porównania stawek opłat obliczonych bez uwzględniania rabatów (80% dla PMG i 40% dla terminalu LNG), przedstawionego w tabeli 4, różnice są podobne jak w przypadku porównania z uwzględnieniem rabatów z tym, że stawka na punkcie wejścia z terminalu LNG wg metody CWD jest wyższa od stawki wg metody znaczka pocztowego.

Tabela 4. Porównanie stawek opłat dla 2027 r. bez zastosowania rabatów.

Grupa taryfowa	Rodzaj punktu	Stawka wg metody znaczka pocztowego		Stawka wg metody CWD (50/50)			
		(45/55)	(50/50)	minimalna	maksymalna	średnia	średnia ważona
Ewe	Kopalnie	0,4074	0,4526	0,3386	0,3392	0,3389	0,3389
	Graniczne	0,4074	0,4526	0,3720	0,7322	0,4729	0,4729
	Terminal LNG	0,4074	0,4526	0,5112	0,5112	0,5112	0,5112
	Odazotownie	0,4074	0,4526	0,2500	0,3390	0,3006	0,2807
Ewe-PMG		0,4074	0,4526	0,2767	0,4358	0,3395	0,3309
Ewy	Graniczne	0,3320	0,3018	0,0000	0,4835	0,3431	0,3431
	Dystrybucja	0,3320	0,3018	0,1740	0,4369	0,3046	0,2967
	Odbiorcy końcowi	0,3320	0,3018	0,1980	0,4162	0,3029	0,2935
Ewy-PMG		0,3320	0,3018	0,2675	0,3964	0,3316	0,3082
Lwe	Kopalnie	0,3318	0,3686	0,2881	0,6961	0,5711	0,3898
	Odazotownie	0,3318	0,3686	0,4036	0,4036	0,4036	0,4036
Lwy	Dystrybucja	0,2371	0,2156	0,0095	0,3841	0,1897	0,1736
	Odbiorcy końcowi	0,2371	0,2156	0,1674	0,2732	0,2330	0,2274

4.5. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 i szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (iv) Kodeksu taryfowego) oraz podział pomiędzy przychody wewnętrzne i międzysystemowe (art. 30 ust. 1 lit. b pkt (v)(3) Kodeksu taryfowego)

Zgodnie z art. 5 ust. 1 Kodeksu taryfowego, organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przeprowadza ocenę alokacji kosztów²³ dotyczącą przychodów z usług przesyłowych, które podlegają odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności i publikuje je w ramach ostatecznej konsultacji, o której mowa w art. 26 Kodeksu taryfowego. Stosownie do art. 5 ust. 2 w ramach ocen alokacji kosztów określa się stopień subsydiowania skrośnego między wewnątrzsystemowym wykorzystaniem sieci i międzysystemowym wykorzystaniem sieci na podstawie zaproponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej.

Indeks alokacji kosztów ($Comp_{cap}$), wyrażony w procentach, jest obliczany wg poniższego wzoru:

$$Comp_{cap} = \frac{2 * | Ratio_{cap}^{intra} - Ratio_{cap}^{cross} |}{Ratio_{cap}^{intra} + Ratio_{cap}^{cross}} * 100\%$$

gdzie:

$Ratio_{cap}^{intra}$ – wskaźnik wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci, obliczany jako iloraz różnicy pomiędzy przychodem dozwolonym a przychodem z tytułu międzysystemowego wykorzystania sieci i sumy mocy umownych na wejściach i wyjściach [zł/kWh/h],

$Ratio_{cap}^{cross}$ – wskaźnik międzysystemowego wykorzystania sieci, obliczany poprzez podzielenie sumy przychodów na punktach wejścia i wyjścia dla międzysystemowego wykorzystania sieci przez sumę mocy umownych na wejściach i wyjściach [zł/kWh/h].

Tabela nr 5 przedstawia ocenę alokacji kosztów dla systemu przesyłowego gazu wysokometanowego E, gdyż w systemie gazu zaazotowanego L nie występują punktu połączeń międzysystemowych. Ocena ta została oparta na czynniku kosztotwórczym jakim jest zdolność przesyłowa planowana do zakontraktowania.

Stosownie do postanowień art. 5 ust. 6 Kodeksu taryfowego, w przypadku gdy wartość indeksu alokacji kosztów przedstawionego w tabeli nr 5 nie przekracza 10%, nie jest wymagane uzasadnienie tej wartości w decyzji organu regulacyjnego, o której mowa w art. 27 ust. 4. Wartość indeksu potwierdza, że nie występuje nadmierne subsydiowanie skrośne pomiędzy wewnątrzsystemowym i międzysystemowym wykorzystaniem sieci przesyłowej.

Wartości indeksu alokacji kosztów dla 2027 r. dla metody CWD (27,3% dla stawek uwzględniających rabaty oraz 19,0% bez rabatów) znacznie przekraczają wartość graniczną 10% oraz wartości dla metody znaczka pocztowego, uzasadniając tym samym zasadność wyboru metody znaczka pocztowego dla sieci własnej Operatora.

²³ CAA – ocena alokacji kosztów (ang. cost allocation assesment), opisana w art. 5 Kodeksu taryfowego, której wynikiem jest indeks alokacji kosztów (w %). Indeks CAA wskazuje, czy nie występuje nadmierne subsydiowanie skrośne pomiędzy międzysystemowym wykorzystaniem systemu przesyłowego (tranzystem) a wykorzystaniem wewnątrzsystemowym. Dopuszczalna wartość tego indeksu, która nie wymaga uzasadnienia, wynosi 10%.

Tabela 5. Ocena alokacji kosztów (CAA) dla 2027 r.

OCENA ALOKACJI KOSZTÓW	Jedn.	Metoda tzw. znaczka pocztowego (PS 45/55)	
		z rabatami (PMG 80%, TLNG 40%, Ex- ante 6% i 2%)	bez rabatów
1	2	3	4
Przychód dozwolony	tys. zł	4 335 606	4 335 606
Stawka-wejście - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Ewe	gr/kWh/h/h	0,4074	0,4074
Stawka-wyjście - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Ewy	gr/kWh/h/h	0,3890	0,3320
Moce - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia)	kWh/h	131 799 208	131 799 208
Moce - międzysystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia)	kWh/h	4 860 206	4 860 206
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Wejście	tys. zł	86 719	86 719
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Wyjście	tys. zł	82 807	70 680
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Razem (Wejście + Wyjście)	tys. zł	169 526	157 399
udział	%	4%	4%
Przychód - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci	tys. zł	4 166 080	4 178 207
udział	%	96%	96%
Wskaźnik - międzysystemowe wykorzystanie sieci	zł/kWh/h	34,88	32,39
Wskaźnik - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci	zł/kWh/h	31,61	31,70
Indeks alokacji kosztów	%	9,84%	2,13%

* dla obliczeń w kolumnie 3 średnia stawka dla punktów wejścia, wejścia z PMG oraz z terminalu LNG.

4.6. Ocena metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z wymaganiami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a pkt (v) Kodeksu taryfowego)

Stosownie do postanowień art. 7 Kodeksu taryfowego, metoda wyznaczania ceny referencyjnej musi być zgodna z art. 17 ust. 1-3 rozporządzenia (WE) 2024/1789 oraz z poniższymi wymogami. Metoda ta powinna:

- umożliwić użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i dokładną ich prognozę;
- uwzględniać koszty rzeczywiste poniesione w związku ze świadczeniem usług przesyłowych, z uwzględnieniem poziomu złożoności sieci przesyłowej;
- zapewnić niedyskryminację i zapobiegać nadmiernemu subsydiowaniu skrośnemu, m.in. poprzez uwzględnienie ocen alokacji kosztów określonych w art. 5 Kodeksu taryfowego;
- zapewnić, aby znaczące ryzyko wolumenowe związane w szczególności z przesyłaniem przez dany system wejścia-wyjścia nie było przypisane do odbiorców końcowych w ramach tego systemu wejścia-wyjścia;
- zapewnić, aby otrzymane ceny referencyjne nie zakłócały handlu transgranicznego.

Niniejsza metoda wyznaczania cen referencyjnych spełnia wszystkie powyższe wymagania. Przy czym dzięki temu, że metoda nie jest skomplikowana, użytkownicy systemu bez trudności mogą odtworzyć obliczenia cen referencyjnych oraz prognozować ich zmiany.

4.6.1 Zamieszczone na stronie internetowej Operatora modele taryfowe dla gazu wysokometanowego E i zaazotowanego L umożliwiają użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i ich prognozę. Trafność tej prognozy jest ograniczona przez

dokładność szacunków dotyczących zmian przychodu oraz zamówień przepustowości. W przypadku niniejszej metody ostateczny przychód regulowany ustalany jest corocznie w postępowaniu o zatwierdzenie taryfy.

- 4.6.2** Metoda uwzględnia koszty rzeczywiste poniesione w związku ze świadczeniem usług przesyłowych. W oparciu o koszty rzeczywiste świadczenia usług przesyłowych ujawnione w sprawozdaniu finansowym zbadanym przez biegłego rewidenta dokonuje się prognozy kosztów uzasadnionych do kalkulacji taryfy.

Ze względu na złożoność polskiego systemu przesyłowego (*ang. meshed*) ustalenie sposobu alokacji rzeczywistych kosztów do punktów systemu przesyłowego jest bardzo utrudnione stąd została zastosowana metoda tzw. znaczka pocztowego, wg której koszty alokowane do danego punktu systemu przesyłowego są proporcjonalne do wielkości prognozowanej przepustowości zamówionej. Ze względu na fakt, że użytkownicy dzięki wielości wejść (w tym PMG, produkcja i połączenia międzysystemowe) w jednakowym stopniu korzystają z systemu przesyłowego, podejście to jest uzasadnione. W sieci przesyłowej istnieje wiele wzajemnych połączeń, a punkty są dość gęsto i równomiernie rozmieszczone na mapie topograficznej systemu przesyłowego. Różne scenariusze przepływu gazu – różne kierunki zasilania, w związku z oddanymi do użytkowania połączeniami granicznymi (Baltic Pipe, GIPL, Vyrava) oraz rozbudową terminalu LNG, możliwe będzie zasilanie punktów wyjścia ze wszystkich dostępnych punktów wejścia. Taka siatka połączeń pozwala przyjąć założenie, że wszyscy użytkownicy systemu przesyłowego korzystają z systemu przesyłowego w równym stopniu, a zatem powinni ponosić proporcjonalnie koszty jego budowy i eksploatacji. Schemat systemu przesyłowego znajduje się w punkcie 7.1 niniejszego opracowania.

W systemie tym odległość nie jest istotnym czynnikiem kosztotwórczym, co zostało potwierdzone w porównaniu wyników uzyskanych przy wykorzystaniu metody znaczka pocztowego z metodą CWD, przedstawionym w pkt. 4.4 niniejszego opracowania.

- 4.6.3** Metoda zapewnia niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu przesyłowego gdyż takie same stawki opłat przesyłowych są stosowane wobec wszystkich użytkowników korzystających z usług przesyłania paliwa gazowego na punktach wejścia oraz takie same na punktach wyjścia. Dla punktów wejścia/wyjścia z PMG oraz punktu wejścia z terminalu LNG stosowane są rabaty zgodnie z postanowieniami Kodeksu taryfowego.

Wynik oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, przedstawiony w pkt 4.5 niniejszego opracowania (indeks alokacji kosztów równy 9,84%), potwierdza, że nie występuje nadmierne subsydiowanie skrośne pomiędzy użytkownikami międzysystemowymi i wewnątrzsystemowymi. Ponadto, porównanie stawek opłat wynikających z metody znaczka pocztowego z metodą CWD przedstawione w pkt 4.4 wskazuje, że nie występuje nadmierne subsydiowanie pomiędzy poszczególnymi użytkownikami sieci. Należy podkreślić, że w związku ze złożonością systemu przesyłowego (57 punktów wejścia i 885 punktów wyjścia dla KSP i SGT) wyniki tego porównania są przybliżone, gdyż w takiej sytuacji dokładne przypisanie kosztów do danego punktu jest niemożliwe, ponieważ poszczególne punkty wejścia i wyjścia nie są centrami kosztowymi, do których przypisuje się konkretne koszty, co wiązałoby się z koniecznością zastosowania uogólnionych kluczy podziału kosztów. Ponadto zaproponowana MWCR (tzw. znaczka pocztowego) zapobiega również subsydiowaniu skrośnemu pomiędzy podsystemem gazu wysokometanowego E i gazu zaazotanego L, dzięki temu, że stawki opłat przesyłowych obliczane są bazie przychodu regulowanego ustalonego oddzielnie dla każdego podsystemu gazu. Dlatego taryfy stosowane odpowiednio do podsystemu gazu wysokometanowego E

i gazu zaazotowanego L pokrywają koszty tych systemów przesyłowych i nie powodują subsydiowania skrośnego.

4.6.4 W związku z prognozowanym znikomym wykorzystaniem systemu przesyłowego na potrzeby międzysystemowe (udział tranzytu ok. 4% - dla 2027 r. wg danych z dokumentu kalkulacyjnego) oraz stosowaniem wyłącznie stawek stałych opartych na zdolności, nie występuje ryzyko alokacji do odbiorców końcowych zwiększonych kosztów wynikających z braku zamówień zdolności przez użytkowników korzystających z usług międzysystemowych.

4.6.5 Ceny referencyjne nie zakłócają obrotu transgranicznego, gdyż nie występuje dyskryminacja poszczególnych użytkowników sieci przesyłowej oraz subsydiowanie skrośne. Ten sam poziom stawek opłat przesyłowych jest stosowany dla wszystkich punktów wejścia i wszystkich punktów wyjścia, w związku z tym nie występują preferencje cenowe dla określonego kierunku przepływu paliw gazowych. Ponadto, indeks alokacji kosztów, o którym mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, nie przekracza 10%.

5. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b pkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. b Kodeksu taryfowego)

5.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b pkt (i) Kodeksu taryfowego)

Przychód dozwolony (regulowany) z usług przesyłowych będzie ustalany dla każdego roku kalendarzowego (okresu taryfowego), odrębnie dla Operatora KSP i Operatora SGT, na podstawie planowanych do poniesienia w tym okresie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności przesyłowej oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność przesyłania paliw gazowych.

Niezależnie od powyższego przy okresowym ustalaniu przychodów dozwolonych Operatora mogą być także uwzględnione wyniki porównania efektywności między operatorami systemów przesyłowych przeprowadzone przez ACER na podstawie art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2024/1789.

W związku z § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego przychód regulowany ustalany jest na okres 12 miesięcy w postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy. Natomiast § 10 tego rozporządzenia wskazuje poszczególne źródła przychodów uwzględniane przy ustalaniu przychodu dozwolonego (regulowanego).

Zgodnie z decyzją z dnia 26 sierpnia 2021 r. nr DRG.DRG-2.745.3.2021.JDo1²⁴ wydaną na podstawie art. 19 ust. 5 Kodeksu taryfowego całkowite przychody z tytułu premii aukcyjnej, które zostaną osiągnięte przez Operatora w roku 2022 i latach kolejnych w związku ze sprzedażą mocy umownych/zdolności przesyłowych w zakresie własnej sieci przesyłowej, zostaną wykorzystane do zmniejszenia taryf na kolejne okresy taryfowe.

Przychód regulowany będzie również pomniejszony o saldo przychodów i kosztów związanych ze świadczeniem usług przez platformę aukcyjną GSA oraz ze świadczeniem usług przez laboratoria pomiarów jakości gazu oraz wzorcowania gazomierzy na rzecz podmiotów zewnętrznych.

Stosownie do art. 7 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne koszty wynikające z nakładów na realizację przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w zakresie, w jakim zostały

²⁴ Biuletyn branżowy URE - Paliwa gazowe nr 67/2021 r. - <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacji/4002.Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2021-r.html>

pokryte wpływami z opłat za przyłączenie do sieci nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie paliw gazowych.

W związku z tym, że Kodeks taryfowy nie obejmuje szczegółowych zasad ustalania przychodu regulowanego, kwestia ta nie będzie wyjaśniana bardziej szczegółowo w niniejszym dokumencie. Więcej informacji na temat zasad ustalania przychodu regulowanego oraz jego poszczególnych składników, w odniesieniu do zatwierdzonych taryf, przedstawi Operator realizując obowiązki publikacyjne określone w Kodeksie taryfowym oraz rozporządzeniu 2024/1789²⁵.

Decyzją Prezesa URE z dnia 18 lipca 2025 r. znak: DRG.DRG-2.745.14.2025.JDo1 Operator został wyznaczony podmiotem odpowiedzialnym za publikację informacji, o których mowa w art. 19 ust. 1 rozporządzenia 2024/1789. Natomiast wcześniejszą decyzją z dnia 27 października 2017 r. znak: DRG.DRG-2.7129.2.2017.JDo1 Operator został wyznaczony podmiotem odpowiedzialnym za publikację informacji, o których mowa w art. 30 Kodeksu taryfowego.

5.2. Usługi nieprzesyłowe (art. 26 ust. 1 lit. c pkt (ii) Kodeksu taryfowego)

Zgodnie z art. 4 ust. 1 Kodeksu taryfowego daną usługę zalicza się do usług przesyłowych, o ile spełnione są oba poniższe kryteria:

- koszty takiej usługi wynikają z czynników kosztotwórczych, takich jak zdolność techniczna lub przewidywana zdolność zakontraktowana oraz odległość;
- koszty takiej usługi są powiązane z inwestycjami w infrastrukturę i eksploatacją infrastruktury, która jest częścią regulowanej bazy aktywów związanej ze świadczeniem usług przesyłowych.

Jeżeli którekolwiek z powyższych kryteriów nie zostało spełnione, daną usługę można zaliczyć do usług przesyłowych lub nieprzesyłowych w zależności od ustaleń wypracowanych podczas konsultacji okresowych przez operatora systemu przesyłowego oraz decyzji krajowego organu regulacyjnego.

Należy podkreślić, że wszystkie dane i założenia przyjęte przez Operatora do kalkulacji stawek za usługi sprężania oraz za usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego w Dokumencie konsultacyjnym mają charakter indykatorywny i będą podlegały ostatecznej weryfikacji w trakcie postępowania administracyjnego o zatwierdzenie taryfy.

W przypadku pojawienia się usług nieprzesyłowych innych niż zidentyfikowane do chwili obecnej, przychody z tych usług zostaną uwzględnione w przychodzie regulowanym.

Ponadto, w celu uniknięcia subsydiowania skrośnego niewystarczająco lub nadmiernie odzyskane przychody ze świadczonych usług nieprzesyłowych będą uzgadniane/rozliczane odrębnie od usług przesyłania paliw gazowych. W tym celu dla konta regulacyjnego Operatora dla sieci własnej zostaną utworzone 3 subkonta: (i) dla usług przesyłania paliw gazowych, (ii) dla usług nieprzesyłowych redukcji ciśnienia paliw gazowych oraz (iii) dla usług nieprzesyłowych sprężania paliw gazowych. Saldo każdego subkonta będzie uwzględniane w kalkulacji taryf dla poszczególnych usług w kolejnych latach.

Dzięki takiemu rozwiązaniu zostaną spełnione wymagania określone w art. 4 ust. 4 lit. b Kodeksu taryfowego, zgodnie z którym stawki opłat za usługi nieprzesyłowe „są stosowane wobec beneficjentów danej usługi nieprzesyłowej w celu zminimalizowania subsydiowania skrośnego między użytkownikami sieci z lub spoza państwa członkowskiego, bądź z obu tych terytoriów.

²⁵ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/taryfa-ksp/nc-tar.html>

5.2.1. Usługi sprężania

Operator na wniosek użytkownika będzie oferował usługę sprężania paliw gazowych w wybranych (9) punktach wejścia do systemu przesyłowego, w szczególności w celu wprowadzenia paliwa gazowego z kopalń gazu ziemnego. Usługa będzie świadczona z wykorzystaniem tłoczni, których moc nie jest w pełni wykorzystana na potrzeby systemowe.

Przychód pokrywający koszty tłoczni w części alokowanej do świadczenia usług sprężania paliw gazowych (poprzez wyłączenie z kosztów związanych ze świadczeniem usług przesyłania) oraz zwrot z kapitału od aktywów lub ich części zaangażowanych w świadczenie usług sprężania, zostanie odzyskany na punktach wejścia do systemu przesyłowego gazu w formie opłat miesięcznych.

Miesięczną opłatę za usługę sprężania stanowić będzie suma dwóch składników:

- a) stałej opłaty abonamentowej ustalanej na podstawie kosztów stałych usługi sprężania dla każdej tłoczni gazu [zł/miesiąc],
- b) opłaty zmiennej stanowiącej iloczyn:
 - ilości gazu zużytego do napędu sprężarek w danej tłoczni w części dotyczącej świadczonej usługi sprężania paliwa gazowego [kWh],
 - ceny referencyjnej gazu (CRG²⁶) dla obszaru bilansowania gazu wysokometanowego określanej jako cena stanowiąca średnioważoną cenę zakupu paliwa gazowego przez Operatora w miesiącu gazowym poprzedzającym miesiąc, w którym CRG będzie opublikowana [zł/kWh]. Do rozliczeń przyjmowana jest opublikowana cena CRG dotycząca okresu, który obejmują rozliczenia. Z tego powodu przychód z opłaty zmiennej nie jest zatwierdzany w postępowaniu taryfowym i nie podlega rozliczeniu poprzez konto regulacyjne.

Kalkulację indykatywnych stawek opłat za świadczone usługi sprężania paliw gazowych przedstawia tabela nr 6.

Tabela 6. Indykatywne stawki opłat za usługi sprężania paliw gazowych dla lat 2027-29

Sprężanie	Jedn.	2026	2027	2028	2029
		Gaz E	Gaz E	Gaz E	Gaz E
Przychód z opłaty abonamentowej	tys. PLN	27 695,37	35 009,17	36 469,40	38 217,20
Liczba punktów wejścia	szt.	6	9	9	9
Stawka opłaty abonamentowej	PLN/Pkt.we/m-c	384 658	324 159	337 680	353 863
Stawka opłaty zmiennej (cena gazu)*	PLN/kWh				

* stawka opłaty zmiennej nie jest zatwierdzana w taryfie, gdyż do rozliczeń jest przyjmowana cena CRG, publikowana przez Operatora.

5.2.2. Usługi redukcji ciśnienia

Usługa redukcji ciśnienia paliwa gazowego będzie realizowana przez Operatora na urządzeniach technologicznych zamontowanych w punktach wyjścia z systemu przesyłowego w celu obniżenia ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub/i niskiego w miejscu połączenia stacji gazowej z instalacją odbiorcy przyłączonego do systemu przesyłowego.

Dzięki wyodrębnieniu tej usługi zostanie ograniczone subsydiowanie skrośne odbiorców potrzebujących usługi redukcji ciśnienia gazu (579 punktów dla gazu E oraz 67 punktów dla gazu Lw) do ciśnienia średniego lub/i niskiego przez:

²⁶ <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/crg?lang=pl>

- odbiorców posiadających własne stacje redukcyjno-pomiarowe oraz
- odbiorców którzy nie potrzebują dodatkowej usługi redukcji ciśnienia.

Stosowanie opłat za usługę redukcji ciśnienia paliwa gazowego (od 2023 r.²⁷) sprawia, że koszty związane m.in. z eksploatacją, remontami i modernizacją stacji redukcyjno-pomiarowych²⁸ są ponoszone przez użytkowników korzystających z tych usług.

Jednocześnie odbiorcy planujący przyłączenie do sieci przesyłowej lub odbiorcy planujący przebudowę/rozbudowę swojego przyłącza w celu dostosowania do aktualnego zapotrzebowania na paliwa gazowe, mają możliwość wyboru: (i) mogą skorzystać z usług redukcji oferowanych przez Operatora lub (ii) zainwestować we własną stację redukcyjną, dzięki czemu nie będą ponosili dodatkowej opłaty za usługi redukcji ciśnienia. W drugim przypadku odbiorca zobowiązany jest również do złożenia wniosku o zaprzestanie świadczenia przez Operatora usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych, wg wzoru dostępnego na stronie internetowej Operatora.

Przychód pokrywający koszty związane z eksploatacją stacji redukcyjno-pomiarowych w zakresie świadczenia usług redukcji oraz zwrot z kapitału od aktywów lub ich części zaangażowanych w świadczenie usług redukcji ciśnienia, zostanie odzyskany na punktach wyjścia z systemu przesyłowego gazu, w których niezbędna jest usługa redukcji ciśnienia, w formie stałych opłat zależnych od mocy umownej/zdolności przesyłowej [gr/kWh/h/h]. Stawka tej opłaty będzie kalkulowana jako iloraz przychodu regulowanego dotyczącego usług redukcji i sumy mocy umownych/zdolności w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, w których konieczne jest świadczenie usługi redukcji ciśnienia przez Operatora, oraz liczby godzin w roku.

Kalkulację indykatywnych stawek opłat za świadczone usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych przedstawia tabela nr 7.

Tabela 7. Indykatywne stawki opłat za usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych dla lat 2027-29

Redukcja ciśnienia	Jedn.	2026			2027			2028			2029		
		Gaz E	Gaz Lw	Razem	Gaz E	Gaz Lw	Razem	Gaz E	Gaz Lw	Razem	Gaz E	Gaz Lw	Razem
Przychód dozwolony	tys. PLN	72 306	2 218	74 524	80 767	2 459	83 226	84 733	2 595	87 328	88 541	2 698	91 239
Moce zamówione	MWh/h	23 539	1 282	24 821	23 539	1 282	24 821	23 539	1 282	24 821	23 539	1 282	24 821
Stawka	gr/kWh/h/h	0,0350	0,0197	-	0,0392	0,0219	-	0,0411	0,0231	-	0,0429	0,0240	-

6. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d Kodeksu taryfowego)

Na stronie internetowej Operatora zostały zamieszczone uproszczone modele taryfowe, które pozwalają obliczyć indykatywne ceny referencyjne standardowych produktów z zakresu zdolności proponowane dla lat taryfowych 2027, 2028 i 2029. Umożliwiają one zmiany, przy dowolnym doborze parametrów dotyczących proporcji opłat wejście/wyjście czy odpowiednich dostosowań (rabaty dla PMG i terminalu LNG).

²⁷ Uwzględniono wówczas zalecenie przedstawione w akapicie 8, 9 tiret 5 oraz w pkt 5.3 Analizy ACER (https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_National.pdf).

²⁸ Obejmujące m.in. układy podgrzewu gazu (kotłownie i zużycie gazu paliwowego) oraz układy redukcyjne (trzystopniowy poziom bezpieczeństwa ciśnieniowego).

Tabela 8. Kalkulacja stawek indykatywnych dla lat 2027-29.

Sieć przesyłowa gazu ziemnego	Jedn.	2027		2028		2029	
		E	L	E	L	E	L
Przychód kalkulacyjny	PLN	4 335 605 715	70 812 728	4 617 121 424	75 258 370	4 751 446 546	77 766 858
Udział przychodów na wejściach	%	45	45	45	45	45	45
Podział przychodów WE/WY	%	45/55	45/55	45/55	45/55	45/55	45/55
Rabat na wejściach z PMG	%	80	80	80	80	80	80
Rabat na wyjściach z PMG	%	80	80	80	80	80	80
Rabat na wejściu z instalacji LNG	%	40	40	40	40	40	40
Moc na wejściach	kWh/h	19 153 772	1 096 440	19 684 949	1 096 440	19 676 809	1 096 440
Moc na wejściach z PMG	kWh/h	24 939 600	-	24 939 600	-	24 939 600	-
Moc na wejściach z instalacji LNG	kWh/h	10 579 502	-	17 177 377	-	19 336 682	-
Moc na wyjściach	kWh/h	66 977 619	1 874 774	68 803 171	1 875 676	70 607 884	1 876 578
Moc na wyjściach z PMG	kWh/h	15 008 920	-	15 008 920	-	15 008 920	-
Stawka na wejściach	gr/kWh/h/h	0,7305	0,3318	0,6762	0,3516	0,6730	0,3643
Stawka na wejściach z PMG	gr/kWh/h/h	0,1461	-	0,1352	-	0,1346	-
Stawka na wejściach z LNG	gr/kWh/h/h	0,4383	-	0,4057	-	0,4038	-
Stawka na wyjściach	gr/kWh/h/h	0,3890	0,2371	0,4026	0,2512	0,4053	0,2602
Stawka na wyjściach z PMG	gr/kWh/h/h	0,0778	-	0,0805	-	0,0811	-
Przychód pokrywany przez stawki opłat przesyłowych w tym:	tys. PLN	4 335 606	70 813	4 617 121	75 258	4 751 447	77 767
Stawki opłat oparte na zdolnościach	tys. PLN	4 335 606	70 813	4 617 121	75 258	4 751 447	77 767
Stawki opłat oparte na wolumenie	tys. PLN	-	-	-	-	-	-
Przychód dla punktów wejścia i wyjścia razem, w tym:	tys. PLN	4 335 606	70 813	4 617 121	75 258	4 751 447	77 767
Punkty wejścia	tys. PLN	1 951 023	31 866	2 077 705	33 866	2 138 151	34 995
Punkty wyjścia	tys. PLN	2 384 583	38 947	2 539 417	41 392	2 613 296	42 772
Przychód łączny dla gazu wysokometanowego E i zaazotowanego L	tys. PLN	4 406 418		4 692 380		4 829 213	

Stawki na punktach PMG otrzymano poprzez zastosowanie rabatu w wysokości 80% w stosunku do stawki na wejściach i wyjściach. Natomiast stawki w punkcie wejścia z terminalu LNG poprzez zastosowanie rabatu w wysokości 40% w stosunku do stawki na wejściach.

W kalkulacji stawek na wejściach/wyjściach uwzględniono 20% mocy na wejściach/wyjściach z PMG oraz 40% mocy na wejściach z terminalu LNG (czyli z uwzględnienia rabatów na punktach wyjścia do i wejścia z PMG oraz z rabatu na wejściu z terminala LNG), co wynika z równania przedstawionego w pkt 4. Podejście to jest tożsame z zastosowaniem przeskalowania, o którym mowa art. 6 ust. 4 lit. c Kodeksu taryfowego.

Powyższa tabela przedstawia również indykatywne przychody z usług przesyłowych, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b pkt iv i v Kodeksu taryfowego.

7. Opis systemu przesyłowego gazu ziemnego

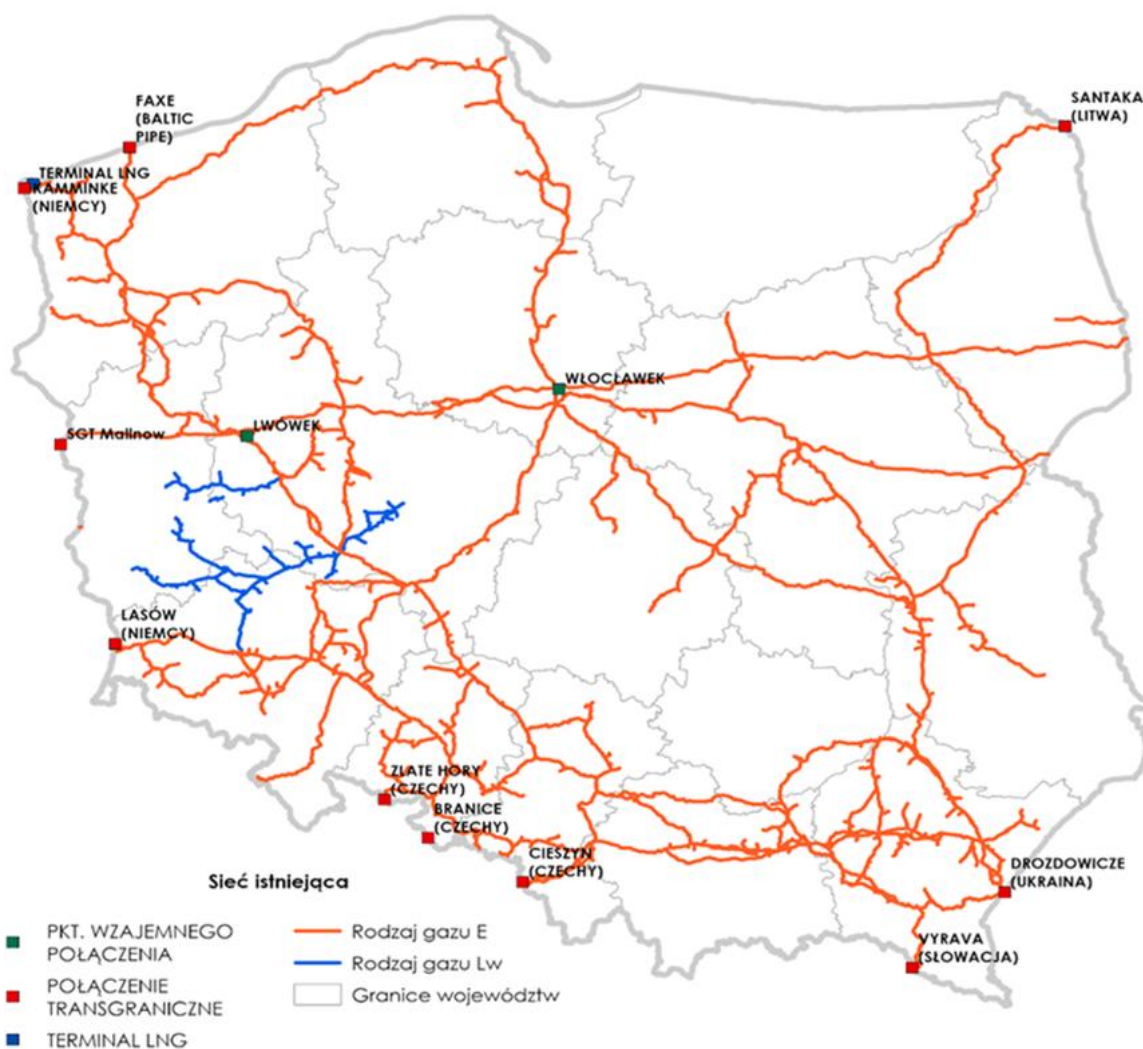
7.1. KSP

System przesyłowy wchodzący w skład majątku OGP GAZ-SYSTEM S.A. składa się z części związanej z transportem gazu wysokometanowego (grupa E) i zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) o łącznej długości 12 201 km.

Tabela 9. Przesyłanie gazu w liczbach - dane za rok kalendarzowy 2025 - stan na 31 grudnia 2025²⁹.

Długość sieci przesyłowej	12 201 km
Liczba punktów wejścia	65
Liczba punktów wyjścia	895
Liczba stacji gazowych	850
Liczba tłoczni	14
Liczba węzłów	35
Wielkość przesłanego paliwa gazowego w roku 2025	20,3 mld m ³
	234,4 TWh
Wielkość przesłanego paliwa gazowego z uwzględnieniem PMG w roku 2025	22,8 mld m ³
	262,1 TWh
Pojemność czynna instalacji magazynowych (PMG)	3 309 mln m ³
	37 304 GWh

Rysunek 1. Mapa systemu przesyłowego gazu ziemnego (grupa E i Lw)³⁰.



²⁹ <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/infrastruktura-przesylowa/krajowy-system-przesylowy.html>

³⁰ <https://mapa.gaz-system.pl/>

7.1.1. System gazu wysokometanowego KSP

- a) System gazu wysokometanowego KSP tworzy układ magistralny, obejmujący:
- Korytarz Północ – Południe – stanowiący układ wybudowanych w ostatnich latach gazociągów na trasie Terminal LNG w Świnoujściu – Goleniów – Lwówek – Odolanów – Kędzierzyn – Tworóg – Tworzeń – Pogórska Wola – Strachocina – Hermanowice wraz z Interkonektorem Polska – Słowacja,
 - Gazociąg podmorski Baltic Pipe wraz z jego włączeniem do KSP na trasie Niechorze – Płoty,
 - Gazociąg Polska – Litwa stanowiący również źródło zasilania Polski wschodniej oraz północno-wschodniej wraz z układem gazociągów Rembelszczyzna – Hołowczyce oraz Hołowczyce – Wronów,
 - magistralę wschodnią na trasie Hermanowice – Jarosław – Wronów – Rembelszczyzna,
 - magistralę północną łączącą źródła zlokalizowane w północno-zachodniej części kraju (Terminal LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe) z obszarem aglomeracji trójmiejskiej na trasie Szczecin – Gdańsk,
 - układ zasilania centralnej Polski na trasie Gustorzyn – Rembelszczyzna i Gustorzyn – Odolanów,
 - układ zasilania centralnej i wschodniej Polski na trasie Gustorzyn – Wronów (układ oddany do eksploatacji na przełomie lat 2023/2024),
 - układ zasilania północnej Polski na trasie Gustorzyn – Gdańsk,
 - układ przesyłowy na terenie Dolnego i Górnego Śląska.
- Rozpływy gazu w systemie wykazują się zmiennością w zależności od zapotrzebowania na gaz, pracy obiektów przyłączonych (magazyny gazu, terminal LNG) oraz importu gazu.
- b) System przesyłowy Operatora zasilany jest w gaz wysokometanowy w 56 punktach wejścia:
- wejścia do krajowego systemu przesyłowego (przywóz gazu):
 - ✓ GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO o technicznej zdolności przesyłowej 5,65 GWh/h,
 - ✓ Mallnow (poprzez PWP) o technicznej zdolności przesyłowej 11,57 GWh/h,
 - ✓ GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS o technicznej zdolności przesyłowej 2,03 GWh/h,
 - ✓ Cieszyn o technicznej zdolności przesyłowej 1,17 GWh/h,
 - ✓ Branice o technicznej zdolności przesyłowej 0,002 GWh/h,
 - ✓ Terminal LNG o technicznej zdolności przesyłowej 9,47 GWh/h,
 - ✓ Punkt połączenia międzysystemowego z Danią (Faxe-wejście) 13,41 GWh/h,
 - ✓ Punkt połączenia międzysystemowego z Litwą (Santaka-wejście) 2,42 GWh/h,
 - ✓ Punkt połączenia międzysystemowego ze Słowacją (Vyrava-wejście) 7,25 GWh/h,
 - wejścia z kopalń wysokometanowego gazu ziemnego - 37,
 - wejścia z odazotowni zaazotowanego gazu ziemnego (Odolanów i Grodzisk Wielkopolski),
 - wejścia z podziemnych magazynów gazu (7 PMG).
- c) W systemie przesyłowym pracuje 14 tłoczni o zainstalowanej mocy 133 MW.
- d) System przesyłowy połączony jest z systemami dystrybucyjnymi i odbiorcami końcowymi w 892 punktach wyjścia.

- e) Z systemem przesyłowym współpracuje 7 PMG o łącznej pojemności czynnej wynoszącej 3,309 mld m³ (37,3 TWh)³¹, w tym:
- 2 PMG (GIM Kawerna) wytworzone w kawernach solnych o pojemności czynnej 874,3 mln m³ (9,74 TWh),
 - 5 PMG (GIM Sanok i PMG Wierzchowice) wytworzonych w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego o pojemności czynnej 2 435 mln m³ (27,56 TWh).
- f) Rozwój infrastruktury Operatora³².

Przyjęte inwestycje w krajowym dziesięcioletnim planie rozwoju systemu przesyłowego w latach 2026-2035 uwzględniają dwie perspektywy rozwoju, tj.:

- Perspektywa 2027 – obejmująca kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w poprzednich Planach Rozwoju,
- Perspektywa 2035 – uwzględnia zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Tabela 10. Inwestycje kluczowe oraz strategiczne planowane do 2035 r.

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

³¹ <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=uslugi-i-infrastruktura/parametry-techniczne/>

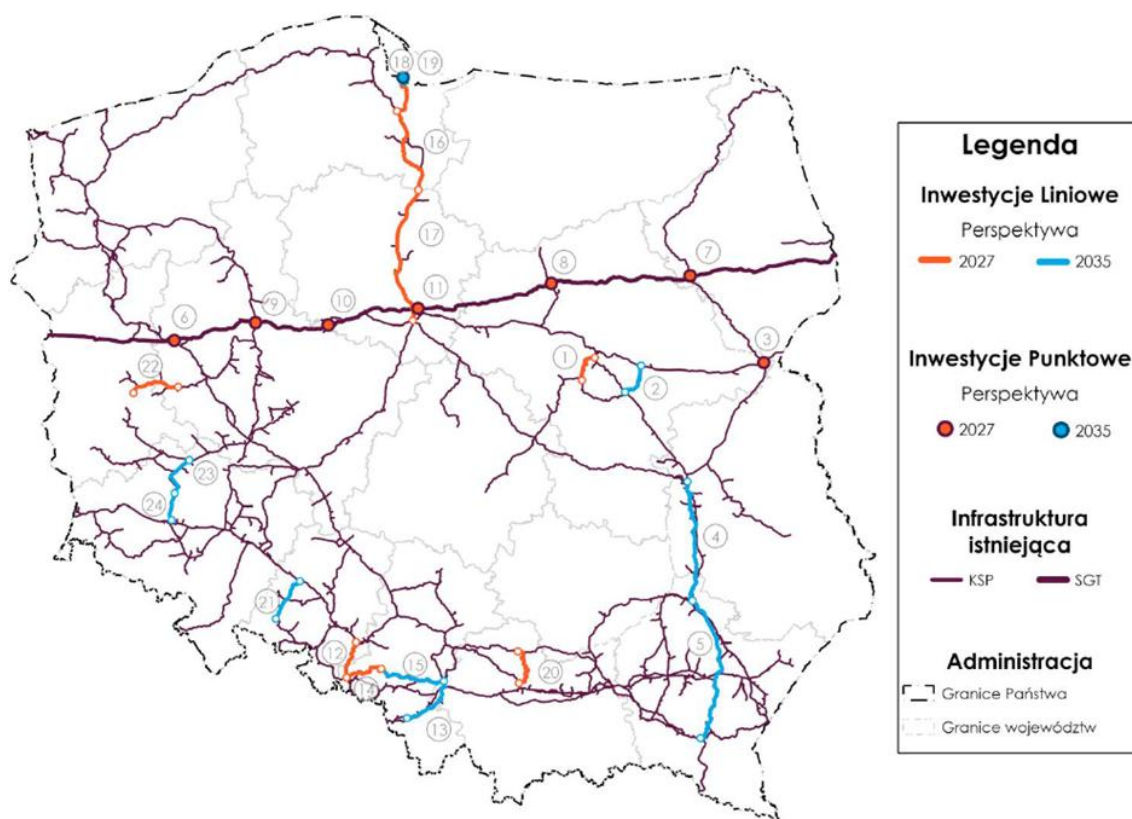
³² <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

Powyższa lista inwestycji kluczowych i strategicznych obejmuje w znacznej mierze zadania kontynuowane, dla których w ciągu ostatnich lat została uruchomiona faza projektowania lub realizacji.

Realizacja powyższych inwestycji w perspektywie do roku 2027, umożliwi stworzenie w pełni zdywersyfikowanego rynku gazu. Rozbudowa KSP w przedmiotowym horyzoncie będzie skutkować zapewnieniem w pełni bezpiecznych oraz efektywnych warunków przesyłania paliw gazowych, zarówno dla odbiorców krajowych, jak i potencjalnych kierunków eksportowych.

W perspektywie do roku 2035 planowane są inwestycje w wymiarze zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, czy też rozbudowy zdolności przesyłowych w tych rejonach Polski, w których następował będzie wzrost zużycia paliwa gazowego, m.in. na potrzeby elektroenergetyczne (aglomeracja warszawska czy też Górną Śląsk).

Rysunek 2. Lokalizacja inwestycji kluczowych oraz strategicznych planowanych w latach 2026-2035



7.1.2. System przesyłowy gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) - stan na 31 grudnia 2025 r.

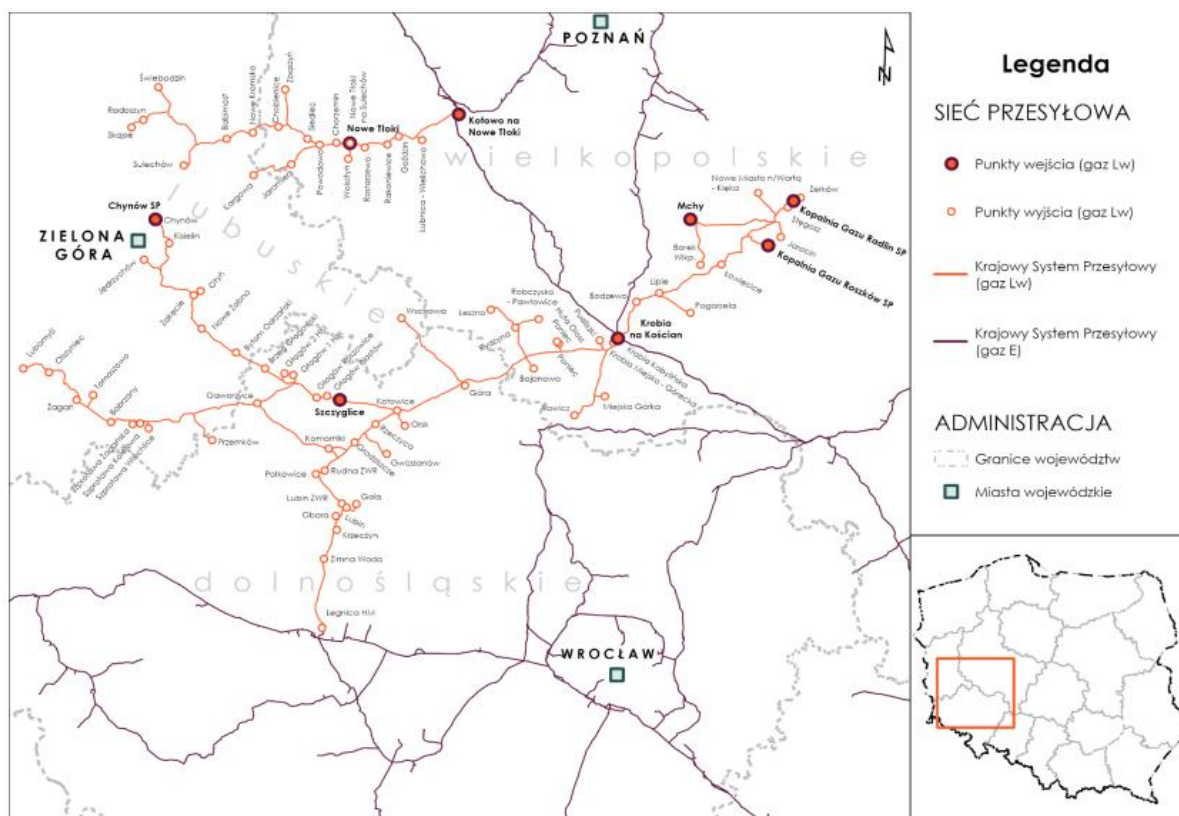
System przesyłowy gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) jest lokalnym podsystemem gazowym o charakterze wyspowym w zachodniej Polsce na obszarze województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. System gazu zaazotowanego posiada 8 punktów wejścia (5 bezpośrednio z kopalń gazu ziemnego i 4 z dystrybucji). Jedynymi źródłami i regulatorami w tym systemie są kopalnie gazu ziemnego m.in.: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy), Roszków oraz Wielichowo poprzez mieszalnię gazu ziemnego w Grodzisku Wielkopolskim (połączona

z odazotownią gazu ziemnego, stanowiącą obiekt związany z eksploatacją złóż). System przesyłowy gazu zaazotowanego Lw nie łączy się bezpośrednio z systemem przesyłowym gazu wysokometanowego.

W systemie gazu Lw gaz odbierany jest w 78 punktach wyjścia (73 do OSD i 5 do odbiorców końcowych). Roczny wolumen przesyłanego gazu ziemnego wyniósł ok. 10,92 TWh³³. Wyróżnia się trzy główne obszary zasilania gazem ziemnym zaazotowanym:

- układ Kotowo – Świebodzin (obszar północny),
- układ Krobia – Zielona Góra/Żary (obszar południowy),
- układ Krobia – Radlin (obszar wschodni).

Rysunek 3. Mapa systemu przesyłowego gazu zaazotowanego (Lw) – stan na 31 grudnia 2024 r.



7.2. SGT

Gazociąg SGT przebiega na terenie Polski równoleżnikowo, ze wschodu na zachód od granicy polsko-białoruskiej w rejonie wsi Kondratki do granicy polsko-niemieckiej w rejonie miejscowości Górzycza. Długość tego gazociągu wynosi 683,9 km – por. Rysunek 1.

Gazociąg przebiega przez następujące jednostki administracyjne: 5 województw (podlaskie, mazowieckie, kujawsko pomorskie, wielkopolskie i lubuskie), 27 powiatów, 69 gmin.

SGT łączy się z systemem przesyłowym na terenie RFN w punkcie Mallnow i z KSP w wirtualnym punkcie PWP. Do SGT nie są przyłączeni odbiorcy końcowi.

Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju na lata 2026-2035 Część B³⁴ zakłada głównie utrzymanie istniejących zdolności przesyłowych SGT, a także dostosowanie SGT do współpracy z KSP.

³³ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/hurtowy-rynek-gazu-zie/5243.Hurtowy-rynek-gazu-ziemnego-monitoring.html>

³⁴ <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>