



Warszawa, dnia 31 marca 2022 r.

**PREZES  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

DRG.DRG-2.745.1.2022.JDo1

**DECYZJA**

Na podstawie art. 27 ust. 4 rozporządzenia 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) oraz art. 104 i art. 108 § 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 735, z późn. zm.), w związku z art. 30 ust. 1 i art. 23 ust. 2 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.),

po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego wszczętego z urzędu

w dniu 1 lutego 2022 r., wobec

**Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie,  
zwanego dalej „Operatorem”,**

uzupełnionego przez Operatora pismami z dnia 18 lutego 2022 r. znak: 2022-18684  
PF.0330.2.2021.5, z dnia 8 marca 2022 r. znak: 2022-34632 PF.0330.2.2021.11 oraz z dnia  
29 marca 2022 r. znak: 2022-53320 PF.0330.2.2021.18

postanawiam:

- I. zatwierdzić *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r., stanowiącą załącznik do niniejszej decyzji,*
- II. nadać decyzji rygor natychmiastowej wykonalności.

**UZASADNIENIE**

W dniu 16 lipca 2018 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (zwany dalej: „Prezesem URE”), decyzją nr DRG.DRG-2.7129.5.2018.JDo1, wyznaczył Operatora podmiotem odpowiedzialnym za wykonywanie następujących obowiązków określonych w rozporządzenia 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), zwanego dalej „Kodeksem taryfowym”:

- 1) przeprowadzanie konsultacji, o których mowa w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, dotyczących m.in. metody wyznaczania cen referencyjnych (zwanej dalej „MWCR”), obejmujących przygotowanie dokumentu konsultacyjnego, jego publikację oraz publikację odpowiedzi otrzymanych w ramach tych konsultacji i ich podsumowania,

- 2) przekazywanie Agencji ds. współpracy regulatorów energii (zwana dalej: „ACER”) dokumentów konsultacyjnych po rozpoczęciu ww. konsultacji, stosownie do art. 27 ust. 1 Kodeksu taryfowego,
- 3) przeprowadzanie ocen alokacji kosztów, o których mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego i ich publikowanie w ramach ww. konsultacji,

w zakresie m.in. jego własnej sieci przesyłowej.

Powyższe konsultacje powinny trwać co najmniej 2 miesiące i obejmować następujące informacje:

a) opis proponowanej MWCR oraz poniższe elementy:

- indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego, w tym uzasadnienie zastosowanych parametrów związanych z charakterystyką techniczną systemu oraz stosowne informacje dotyczące odpowiednich wartości takich parametrów oraz przyjętych założeń,
- wartości proponowanych dostosowań taryf przesyłowych opartych na zdolności, o których mowa w art. 9 Kodeksu taryfowego,
- indykatywne ceny referencyjne podlegające konsultacji,
- wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 Kodeksu taryfowego oraz szczegółowe dane dotyczące tych części składowych,
- ocenę proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z art. 7 Kodeksu taryfowego,
- porównanie proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej z metodą wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością (dalej także: metoda CWD<sup>1</sup>) w zakresie indykatywnych cen referencyjnych, w przypadku gdy proponowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej różni się od metody odległości ważonej zdolnością,

b) indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego,

c) następujące informacje na temat taryf nieprzesyłowych:

- metody wyznaczania taryf za przedmiotowe usługi nieprzesyłowe,
- udział dozwolonych lub docelowych przychodów przewidywanych do odzyskania z takich taryf,
- sposób uzgadniania powiązanych przychodów związanych ze świadczeniem usług nieprzesyłowych, o których mowa w art. 17 ust. 3 Kodeksu taryfowego,
- indykatywne taryfy nieprzesyłowe dotyczące usług nieprzesyłowych świadczonych na rzecz użytkowników sieci,

d) indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego.

Operator opracował stosowne dokumenty konsultacyjne i w okresie od dnia 31 sierpnia do dnia 31 października 2021 r. przeprowadził ww. konsultacje w zakresie własnej sieci przesyłowej. Po ich zakończeniu opublikował również uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie.

Zgodnie z art. 27 ust. 1 Kodeksu taryfowego po rozpoczęciu konsultacji Operator przekazał Agencji dokumenty konsultacyjne, w celu dokonania ich analizy stosownie do wymagań określonych w ust. 2 tego przepisu.

---

<sup>1</sup> Ang. *Capacity weighted distance* - metoda określona w art. 8 Kodeksu taryfowego.

Stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 Kodeksu taryfowego, w dniu 21 grudnia 2021 r. ACER przesłała Prezesowi URE oraz Operatorowi, a następnie opublikowała, wnioski z analizy dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu<sup>2</sup>.

Wnioski ACER w zakresie sieci własnej Operatora obejmowały uwagi do Dokumentu konsultacyjnego oraz zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej MWCR.

W swojej opinii ACER stwierdziła, że:

- a) dokument konsultacyjny zawiera prawie wszystkie wymagane informacje wymienione w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego,
- b) uproszczony model taryfowy jest zgodny z wymaganiami określonymi w art. 30 ust. 2 lit. b Kodeksu taryfowego,
- c) użytkownicy sieci będą mogli odtworzyć kalkulację cen referencyjnych dla 2023 r. korzystając z modelu taryfowego załączonego do Dokumentu konsultacyjnego,
- d) zaproponowana MWCR znaczka pocztowego odzwierciedla koszty i nie wywołuje nadmiernego subsydiowania skrośnego.

Niemniej jednak, Agencja uznała, że użytkownicy sieci potrzebowaliby bardziej szczegółowych informacji, żeby kwestionować założenia przyjęte przez Operatora i wykonywać własne prognozy taryfowe. Bardziej szczegółowe informacje w zakresie rezerwacji przepustowości są niezbędne w celu zrozumienia oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 26 ust. 1 lit. a pkt iv Kodeksu taryfowego. Ponadto, Dokument konsultacyjny nie zawiera ustalonego podziału wejścia/wyjścia tylko dozwolony zakres (od 30/70 do 70/30), co Agencja uznała za niewystarczające do spełnienia wymogu transparentności określonego w art. 26 ust. 1 lit. b Kodeksu taryfowego. Pomimo tego, że Agencja zgadza się z podejściem Operatora i uznała, że koszty związane ze świadczeniem usług nieprzesyłowych powinny być alokowane do beneficjentów tych usług, to koszty usług redukcji ciśnienia, zdaniem Agencji, mogłyby być uwzględnione bezpośrednio w taryfie dla krajowych punktów wyjścia, w których redukcja ciśnienia jest fizycznie wymagana.

W związku z powyższym ACER przedstawiła zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej MWCR:

- a) zapewnienia wzrostu transparentności w zakresie wykorzystania sieci przesyłowej; dedykowana prognoza rezerwacji przepustowości powinna być opublikowana dla każdego połączenia międzysystemowego, zagregowana wartość dla wszystkich krajowych punktów wejścia z kopalń oraz zagregowana wartość dla wszystkich krajowych punktów wyjścia,
- b) opublikowania, w oparciu o powyższe prognozy rezerwacji przepustowości, szczegółową kalkulację oceny alokacji kosztów, zgodnie z wymaganiami określonymi w art. 26 ust. 1 lit. a pkt iv,
- c) zapewnienia wzrostu transparentności w zakresie projektów inwestycyjnych (oczekiwane daty oddania do użytkowania każdego projektu inwestycyjnego oraz jego wpływ na wartość dozwolonego przychodu oraz rezerwację przepustowości),
- d) określenia stałego podziału wejścia/wyjścia lub przedstawienie właściwego uzasadnienia dotyczącego okoliczności, które spowodują jego zmianę,
- e) ponownej oceny kwalifikacji usług redukcji ciśnienia gazu jako usług nieprzesyłowych, jednocześnie alokując ich koszty do beneficjentów tych usług.

---

<sup>2</sup> [https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland\\_National.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_National.pdf)

Zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego, procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie MWCR, o której mowa w art. 26, wydanie przez Prezesa URE decyzji w sprawie konsultowanych elementów na podstawie art. 27 ust. 4, kalkulację taryfy na podstawie tej decyzji oraz publikację taryfy (...) jest powtarzana co najmniej raz na pięć lat, począwszy od dnia 31 maja 2019 r.

W myśl art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego Prezes URE, w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji, powinien podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą MWCR, obejmującą elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie sieci przesyłowej Operatora. Decyzja zatwierdzająca ww. metodę po jej opublikowaniu zostanie przesłana do ACER i Komisji Europejskiej.

Mając na uwadze powyższe, w dniu 1 lutego 2022 r. Prezes URE zawiadomił Operatora o wszczęciu z urzędu postępowania w sprawie zatwierdzenia MWCR, obejmującej elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora.

Jednocześnie Operator został wezwany do przedłożenia w terminie 14 dni od doręczenia zawiadomienia:

- stanowiska dotyczącego wniosków i zaleceń zawartych w Analizie ACER<sup>3</sup>,
- stanowiska dotyczącego uwag zgłoszonych w ramach prowadzonych konsultacji przez interesariuszy,
- pozostałych wyjaśnień i uzupełnień w zakresie MWCR oraz projektu MWCR dla sieci własnej Operatora, która będzie stanowiła załącznik do decyzji Prezesa URE wydanej na podstawie art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego.

Pismem z dnia 4 lutego 2022 r. Operator wystąpił z wnioskiem o wydłużenie 14-dniowego terminu na udzielenie odpowiedzi na ww. wezwanie do dnia 25 lutego 2022 r.

Odpowiedź Operatora wpłynęła dniu 18 lutego 2022 r. W dniu 28 lutego 2022 r. do Operatora zostało skierowane kolejne wezwanie. Odpowiedź Operatora na ww. wezwanie wpłynęła w dniu 8 marca 2022 r.

Pismem z dnia 29 marca 2022 r. znak: DRG.DRG-2.745.1.2022.JDo1 Prezes URE zawiadomił Operatora o zakończeniu postępowania administracyjnego oraz o możliwości zapoznania się z materiałem dowodowym zgromadzonym w niniejszej sprawie. Pismem z dnia 29 marca 2022 r. znak: 2022-53320 PF.0330.2.2021.18 Operator poinformował o rezygnacji z przysługującego mu prawa.

### **W toku niniejszego postępowania Prezes URE zważył, co następuje:**

Operator posiada koncesję na przesyłanie paliw gazowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, udzieloną decyzją Prezesa URE z dnia 30 czerwca 2004 r. znak: PPG/95/6154/W/2/2004/MS (ze zmianami).

Decyzją z dnia 23 czerwca 2006 r. znak: DPE-47-4(2)/6154/2006/BT, zmienioną decyzją z dnia 18 grudnia 2006 r. znak: DPE-47-10(5)/6154/2006/MW, decyzją z dnia 9 grudnia 2009 r. znak: DPE-47-109(2)/6154/2009/BP, decyzją z dnia 13 października 2010 r. znak: DPE-4720-3(7)/6154/2010/BT, oraz decyzją z dnia 6 grudnia 2018 r., znak: DRG.DRG-1.4720.1.2018.KL, Prezes URE wyznaczył OGP Gaz-System S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na sieciach będących jego własnością na okres do dnia 6 grudnia 2068 r. Natomiast decyzją z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT Prezes

---

<sup>3</sup> [https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland\\_National.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_National.pdf)

URE z urzędu wyznaczył Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na, znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, odcinku gazociągu Jamał – Europa Zachodnia, którego właścicielem jest System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A., na okres do dnia 31 grudnia 2025 r.

Decyzją z dnia 22 września 2014 r. znak: DRG-4720-1(13)/2014/6154/KF, Prezes URE przyznał Operatorowi certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o którym mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego na sieciach własnych. Natomiast decyzją z dnia 19 maja 2015 r. znak: DRG-4720-2(28)/2014/2015/6154/KF przyznał mu certyfikat spełniania kryteriów niezależności w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego w formule ISO<sup>4</sup> na sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

W myśl art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE oraz proponują okres ich obowiązywania.

Stosownie do art. 23 ust. 2 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. (...) wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009 (w tym także Kodeksu taryfowego).

Zgodnie z art. 1 Kodeksu taryfowego określa on zasady dotyczące zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu, w tym zasady dotyczące stosowania metody wyznaczania ceny referencyjnej, powiązane z nimi wymogi w zakresie konsultacji i publikacji, a także zasady dotyczące obliczania cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności. Kodeks taryfowy wiąże w całości oraz jest stosowany bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich UE.

Decyzją z dnia 16 lipca 2018 r. znak: DRG.DRG-2.7129.5.2018.JDo1 Prezes URE wyznaczył Operatora podmiotem odpowiedzialnym m.in. za przeprowadzanie konsultacji, o których mowa w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, dotyczących MWCR w zakresie własnej sieci przesyłowej gazu, obejmujących przygotowanie dokumentu konsultacyjnego, jego publikację oraz publikację odpowiedzi otrzymanych w ramach tych konsultacji i ich podsumowania.

W myśl art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego, Prezes URE w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji, działając zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a dyrektywy 2009/73/WE, powinien podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą MWCR, obejmującą elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie sieci przesyłowej Operatora. Decyzja ta po jej opublikowaniu zostanie przesłana do ACER i Komisji Europejskiej.

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na 2022 r. świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością Operatora po raz ostatni były stosowane postanowienia *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Ang. *Independent System Operator*

<sup>5</sup> MWCR dla okresu 2020-2022 została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 29 marca 2019 r. znak: DRG.DRG-2.745.1.2019.JDo1 i opublikowana: <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

W związku z upływem okresu na jaki została zatwierdzona powyższa MWCR Operator przygotował Dokument konsultacyjny dotyczący MWCR dla lat 2023-2024 w zakresie własnej sieci przesyłowej i w dniach od 31 sierpnia do 31 października 2021 r. przeprowadził konsultacje.

W związku z art. 27 ust. 2 i 3 Kodeksu taryfowego powyższy Dokument konsultacyjny był przedmiotem analizy ACER. Stosowną opinię ACER przesłała w dniu 21 grudnia 2021 r. do Prezesa URE i Operatora oraz opublikowała<sup>6</sup>. Z opinii wynika, że konsultowana MWCR zawiera prawie wszystkie elementy określone w art. 26 ust. 1 oraz spełnia wymagania określone w art. 7 Kodeksu taryfowego. Stanowisko to podzieliła również Prezes URE i przyjmuje ustalenia ACER. Niezależnie od ww. stanowiska ACER sformułowała zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej metody wyznaczania cen referencyjnych. Zalecenia te zostały przedstawione w na str. 3 i 4 niniejszej decyzji.

Odnosząc się zatem do ww. zaleceń należy stwierdzić co następuje:

- a) w pkt 4.1. MWCR stanowiącej załącznik do niniejszej decyzji zostały przedstawione dane dotyczące rezerwacji przepustowości z wyszczególnieniem punktów połączeń międzysystemowych, krajowych punktów wejścia z kopalń oraz krajowych punktów wyjścia, co powinno zapewnić odpowiedni poziom transparentności w zakresie wykorzystania sieci przesyłowej;
- b) w pkt 4.5. MWCR stanowiącej załącznik do niniejszej decyzji została przedstawiona szczegółowa kalkulacja oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego;
- c) odnośnie zapewnienia większej transparentności w zakresie projektów inwestycyjnych (oczekiwane daty oddania do użytkowania każdego projektu inwestycyjnego oraz jego wpływ na wartość dozwolonego przychodu oraz rezerwację przepustowości) należy zauważyć, że kwestie te nie są objęte zakresem art. 26 Kodeksu taryfowego, w związku z tym nie podlegały konsultacjom i w konsekwencji nie są przedmiotem decyzji wydanej na podstawie art. 27 ust. 4 tego aktu.  
Niemniej jednak kwestia projektów inwestycyjnych jest przedmiotem Krajowego Dziesięcioletniego Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022-2031. Plan ten był prezentowany w ramach odrębnych konsultacji prowadzonych przez Operatora. Zgodnie z art. 16 ust. 15 ustawy – Prawo energetyczne, wyciąg z tego planu jest opublikowany na stronie internetowej Operatora<sup>7</sup>. Natomiast szczegółowa analiza wpływu zrealizowanych projektów inwestycyjnych na przychód dozwolony oraz na rezerwowane przepustowości będzie przedmiotem odrębnego postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych;
- d) uwagi dotyczące kwestii stałego podziału wejścia/wyjścia oraz przedstawienie uzasadnienia dotyczącego okoliczności, które spowodują jego zmianę zostały uwzględnione w MWCR stanowiącej załącznik do niniejszej decyzji w pkt 4 akapit 4;
- e) zgodnie z zaleceniem przedstawionym w akapicie 8, 9 tiret 5 oraz w pkt 5.3 Analizy ACER, beneficjenci usług redukcji ciśnienia gazu będą ponosili stałą dodatkową opłatę zależną od mocy umownej/zdolności przesyłowej [gr/kWh/h/h];

---

<sup>6</sup> [https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland\\_National.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_National.pdf)

<sup>7</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

W konsekwencji usługi te będą uzależnione od czynnika kosztotwórczego w postaci zdolności przesyłowej. Dalsze informacje w tej kwestii zostały przedstawione w pkt 6.2 MWCR, która stanowi załącznik do niniejszej decyzji.

Należy podkreślić, że podstawowym celem wyodrębnienia usług sprężania i redukcji ciśnienia jest eliminacja nadmiernego subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców, korzystających z dodatkowych usług oraz niekorzystających z tych usług, co jest jednym z kryteriów oceny prawidłowości wyboru MWCR, określonym w art. 7 lit. c) Kodeksu taryfowego. Zgodnie z dotychczasowym podejściem całość kosztów usługi redukcji ciśnienia była ponoszona przez wszystkich użytkowników systemu przesyłowego, niezależnie od faktycznego korzystania z tych usług, oraz część kosztów związanych z usługami sprężania paliw gazowych.

Szczegółowa analiza stosowanej ewidencji księgowej, prawidłowości prognozy kosztów tych usług i kalkulacji stawek opłat będzie miała miejsce w toku postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy dla przesyłania paliw gazowych.

***Ostateczna Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. stanowi załącznik do niniejszej decyzji.***

Odnosząc się do nadanego decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności, wskazać należy, że zgodnie z art. 108 § 1 Kpa decyzji, od której służy odwołanie, może być nadany rygor natychmiastowej wykonalności, gdy jest to niezbędne ze względu na ochronę zdrowia lub życia ludzkiego albo dla zabezpieczenia gospodarstwa narodowego przed ciężkimi stratami bądź też ze względu na inny interes społeczny lub wyjątkowo ważny interes strony.

W doktrynie podnosi się, że podstawowym kryterium nadania rygoru natychmiastowej wykonalności jest „niezbędność” niezwłocznego wdrożenia decyzji w życie. Niezbędność niezwłocznego działania „może nastąpić w takim przypadku, w którym nie można się obejść w danym czasie i istniejącej sytuacji bez wykonania praw lub obowiązków, o których rozstrzyga się w decyzji, ponieważ zwłoka w ich wykonaniu zagraża dobrom chronionym określonym w art. 108 § 1 Kpa. Zagrożenie to musi mieć realny charakter, a nie może być tylko teoretycznie prawdopodobne.” (vide B. Adamiak, J. Borkowski, Kodeks postępowania administracyjnego, Komentarz, Warszawa 2009, s. 420). Powyższy pogląd znajduje aprobatę w orzecznictwie (vide wyrok NSA z dnia 19 lutego 1998 r. sygn. V SA 686/97 LEX nr 34040, wyrok NSA z dnia 28 kwietnia 1998 r. sygn. V SA 677/97 LEX nr 59221, wyrok NSA w Warszawie z dnia 30 czerwca 2006 r. sygn. I OSK 116/06 LEX nr 266225).

Jedną z przesłanek uzasadniających nadanie decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności jest ochrona dobra w postaci „innego interesu społecznego”. W piśmiennictwie wskazuje się, że „nie ma trwałej, stałej definicji interesu społecznego, treść tego pojęcia trzeba ustalać w każdym przypadku z osobna” (vide M. Wyrzykowski, Pojęcie interesu społecznego w prawie administracyjnym, Warszawa 1986, s. 209). Jest to zatem pojęcie nieokreślone, którego treść nadaje organ orzekający (Ibidem). Należy wskazać, że interes społeczny podlega szczególnej trosce i ochronie organów państwowych, które w procesie stosowania prawa dokonują jego ustalenia i konkretyzacji. Interes społeczny winien być utożsamiany z dobrem publicznym, interesem zbiorowości czy też interesem ogólnym (vide uzasadnienie wyroku Trybunału Konstytucyjnego z dnia 12 marca 2007 r., sygn. K.54/05 LEX nr 257765, wyrok TK z dnia 31 marca 2005 r., sygn. SK 26/02 LEX nr 149944, wyrok WSA w Warszawie z dnia 3 sierpnia 2004 r., sygn. V SA 5175/03 Lex Polonica nr 370990).

Analizując prawa i obowiązki wynikające z niniejszej decyzji w kontekście przesłanek wskazanych w art. 108 § 1 Kpa należy wskazać że celem regulacji art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego jest zwiększenie przejrzystości struktur taryf przesyłowych i procedur ich ustalania poprzez m.in. publikację informacji dotyczących przychodów operatorów systemów przesyłowych i określania tych taryf. Wymogi te mają umożliwić użytkownikom sieci lepsze zrozumienie taryf ustalonych dla usług przesyłowych i nieprzesyłowych oraz zrozumienie zmian wprowadzanych w tych taryfach, sposobu ich ustalania i możliwości ich zmiany a także poprawę możliwości rozwoju konkurencji. W zakresie procedur Kodeks taryfowy zawiera także regulacje dotyczące terminów przeprowadzania konsultacji i publikacji taryf i innych danych dobranych tak, aby użytkownicy sieci przesyłowych mieli możliwość korzystania z tych sieci na równych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach.

W tym kontekście istotne jest, że w świetle art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego, wydanie przez krajowy organ regulacyjny decyzji zatwierdzającej MWCR dla lat 2023-2024 i jej publikacja powinna mieć miejsce w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznej konsultacji. Wynika to z faktu, iż zgodnie z art. 32 lit. a) Kodeksu taryfowego publikacja zatwierdzonej taryfy dla 2023 r. musi nastąpić nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej (co do zasady odbywającej się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku).

Powyższe oznacza, że bezzwłoczne przedłożenie taryfy skalkulowanej na podstawie przedmiotowej metody leży w interesie użytkowników systemu przesyłowego a ewentualne opóźnienia w tym zakresie godziłyby w interes społeczny.

Prezes URE jako organ administracji publicznej, zobowiązany jest stać na straży praworządności realizując tym samym podstawową – wyrażoną w art. 7 Konstytucji RP i powtórzoną w art. 6 Kpa – zasadę praworządności, w myśl której organy władzy publicznej działają na podstawie i granicach prawa. Dlatego też Prezes URE zobowiązany jest do podjęcia wszelkich działań mających na celu dotrzymanie terminów umożliwiających użytkownikom sieci przesyłowej realizację ich praw, zagwarantowanych w Kodeksie taryfowym.

Mając na uwadze harmonogram wynikający z terminów wyznaczonych w Kodeksie taryfowym zauważyć należy, że Operator w oparciu o MWCR stanowiącą załącznik do niniejszej decyzji jest obowiązany do kalkulacji taryfy na 2023 r. i bezzwłocznego przedłożenia do Prezesa URE wniosku o jej zatwierdzenie.

Tym samym potrzeba zagwarantowania realizacji praw użytkowników systemu przesyłowego, zapewnienia możliwości rozwoju konkurencji i realizacji zadań Operatora wynikających z Kodeksu taryfowego stanowi przesłankę zarówno konieczną jak i wystarczającą do nadania niniejszej decyzji rygoru natychmiastowej wykonalności. Niezbędność ww. niezwłocznego działania powodowana jest potrzebą ochrony interesu społecznego oraz dbałością o rozwój konkurencji.

Mając powyższe na uwadze, orzekam jak w sentencji.

## **POUCZENIE**

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK), za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 479<sup>46</sup> pkt 1 i nast. Kodeksu postępowania cywilnego – Dz. U. z 2021 r. poz. 1805, z późn. zm.).

Odwołanie należy przesłać na adres Urzędu Regulacji Energetyki, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa.



2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479<sup>49</sup> Kodeksu postępowania cywilnego).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 1000 złotych (art. 32 ust. 1 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 2257, z późn. zm.). Opłatę uiszcza się na konto bankowe Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do przepisów art. 101 i następne ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do przepisu art. 117 Kodeksu postępowania cywilnego.
4. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania do SOKiK wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 Kodeksu postępowania administracyjnego). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego).
5. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 Kodeksu postępowania administracyjnego).
6. Stosownie do art. 27 ust 4. Kodeksu taryfowego, niniejsza decyzja zostanie skierowana do ogłoszenia w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Paliwa gazowe”.

**Prezes  
Urzędu Regulacji Energetyki**

*dr inż. Rafał Gawin  
/podpisano elektronicznie/*

**Otrzymuje:**

1. **Operator Gazociągów Przesyłowych  
GAZ-SYSTEM S.A.**  
ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa  
/doręczenie elektroniczne/
2. a/a

**Do wiadomości:**

1. **Komisja Europejska  
Dyrekcja Generalna ds. Energii**  
24-26, rue Jean-André de Mot  
B-1049 Bruxelles/Brussel  
Belgique /Belgium
2. **Agency for the Cooperation of Energy Regulators**  
Trg republike 3  
1000 Ljubljana  
Slovenia

Załącznik do decyzji Prezesa URE  
z dnia 31 marca 2022 r.  
znak: DRG.DRG-2.745.1.2022.JDo1

**Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP  
w zakresie własnej sieci przesyłowej  
Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.  
na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny  
6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.**

**Warszawa, marzec 2022 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 .....	3
4. Opis metody wyznaczania ceny referencyjnej (art. 26 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego)	4
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) .....	5
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) .....	6
4.2.1. Rabat dla PMG. ....	6
4.2.2. Rabat dla LNG. ....	7
4.3. Indykatywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iii) Kodeksu taryfowego) ....	7
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)	8
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 wewnątrzsystemowe i międzysystemowe (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(3) Kodeksu taryfowego) .....	9
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) .....	10
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) .....	12
5.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (i) Kodeksu taryfowego) .....	12
5.2. Przychody z usług przesyłowych (art. 30 ust. 1 lit. b pkt iv i v Kodeksu taryfowego). ....	13
6. Usługi nieprzesyłowe (art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (ii) Kodeksu taryfowego) .....	13
6.1. Usługi sprężania.....	14
6.2. Usługi redukcji ciśnienia .....	14
7. Indyktywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d) Kodeksu taryfowego).....	15
8. Opis systemu przesyłowego gazowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.....	16

## **1. Informacje wstępne**

Metoda wyznaczania cen referencyjnych (zwana dalej „MWCR”) została opracowana dla Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., zwanej dalej „Operatorem”, do kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Operator wykonuje również zadania operatorskie na sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, na podstawie decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT. Metoda ustalania cen referencyjnych dla tej sieci jest zawarta w odrębnym dokumencie.

Decyzja Prezesa URE dotycząca kwestii, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)–c) rozporządzenia 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), zwanego dalej „Kodeksem taryfowym”, uwzględniająca wyniki konsultacji prowadzonych w dniach 31 sierpnia do 31 października 2021 r., dotyczących m.in. 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, została opublikowana<sup>1</sup> niezależnie od decyzji w sprawie MWCR, o której mowa w art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego, do której załączono niniejsze opracowanie.

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

Wszelkie dane liczbowe dotyczące roku 2023 przedstawione w niniejszym dokumencie (np. przychód regulowany, moce umowne, ceny referencyjne) 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.

## **3. Okres obowiązywania MWCR**

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.

Odnosząc się do kwestii okresu obowiązywania MWCR w szczególności należy mieć na uwadze zakres inwestycji aktualnie realizowanych przez Operatora. Inwestycje te wpłyną w znaczący sposób na poziom: kosztów uzasadnionych, zwrotu z zaangażowanego kapitału, wielkości zamówień przepustowości na poszczególnych wejściach i wyjściach z systemu przesyłowego oraz spowodują istotną zmianę rozptyłów paliwa gazowego w sieci. Zatem trudno przewidzieć w jakim zakresie przepustowość na nowych punktach wejścia/wyjścia do/z systemu przesyłowego będzie miała charakter przyrostowy, a w jakim będzie zastępować przepustowość dotychczasową. W tym kontekście źródłem istotnej niepewności jest także obecna sytuacja na rynku gazu oraz kierunki jej rozwoju.

Oddanie do użytkowania zasadniczej części elementów systemu przesyłowego będących efektem

---

<sup>1</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozники-wspolczynniki-3/9723,Rynek-gazu-konsultacje-dotyczace-rabatow-mnozников-i-wspolczynnikiw-sezonowych-d.html>

tych inwestycji planowane jest pod koniec 2022 r. i na początku 2023 r.

Mając powyższe na uwadze okres obowiązywania niniejszej RPM został ustalony na 2 lata tj. **od godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2025 r.**<sup>2</sup>.

W oparciu o niniejszą metodologię oraz obowiązujące przepisy Operator kalkuluje taryfę i przedkłada wraz z uzasadnieniem Prezesowi URE w celu jej zatwierdzenia. Okres taryfowy jest tożsamy z rokiem (od godziny 6:00 dnia 1 stycznia danego roku do godziny 6:00 dnia 1 stycznia roku następnego).

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

Zgodnie z § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego<sup>3</sup> 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.

Stawki przesyłowe są kalkulowane w oparciu o model wejścia/wyjścia z zastosowaniem MWCR tzw. znaczka pocztowego. Kalkulowane są wyłącznie **opłaty stałe** odniesione do mocy umownej/zdolności przesyłowej (gr/kWh/h/h)<sup>4</sup> dla wejść i wyjść z systemu przesyłowego, z uwzględnieniem, dla gazu wysokometanowego E<sup>5</sup>, rabatu dla instalacji magazynowych (80%) oraz instalacji LNG (100%).

Taka sama MWCR jest stosowana odrębnie dla systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego E oraz zaazotowanego L<sup>6</sup>. Systemy te stanowią odrębne obszary bilansowania. Udział przychodów ze świadczenia usług przesyłania w systemie gazu L stanowi ok. 2% (dla 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 analogicznie jak w Dokumencie konsultacyjnym, tj. w proporcji 50/50. Natomiast w kalkulacji taryf jako dopuszczalny zakłada się podział przychodu pomiędzy wejścia/wyjścia w proporcji z przedziału od 30/70 do 70/30 dla każdego podsystemu gazu. Zakładana elastyczność ma na celu zmniejszenie ewentualnych wahań poziomów stawek przesyłowych w kolejnych taryfach. Wahania te mogą wystąpić w przypadku istotnej zmiany rozkładu wielkości prognozowanych zdolności przesyłowych (o których mowa w pkt 4.1) wynikającej w szczególności z zakontraktowanych przepustowości na punktach wejścia/wyjścia do/z systemu przesyłowego, spowodowanej oddawaniem do użytkowania nowych elementów infrastruktury przesyłowej (znaczny wzrost wartości regulacyjnej aktywów – WRA)<sup>7</sup> i istotną rekonfiguracją pracy tego systemu wynikającą z realizowanej zmiany głównych kierunków jego zasilania (kwestia inwestycji została szerzej przedstawiona w pkt 8 dotyczącym opisu systemu przesyłowego). Na ww. zmiany nakładają się dodatkowo zmiany zachodzące na samym rynku gazu. W związku z zaleceniem zawartym w Analizie ACER<sup>8</sup> (akapit 9 tiret 5),

<sup>2</sup> 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”

<sup>3</sup> 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).

<sup>4</sup> Zgodnie z art. 10 NC CAM.

<sup>5</sup> Gaz ziemny wysokometanowy grupa E.

<sup>6</sup> Gaz ziemny zaazotowany grupa L, podgrupa Lw.

<sup>7</sup> Głównie: gazociąg Baltic Pipe, połączenie Polska-Litwa, Polska-Słowacja oraz Korytarz Północ-Południe.

<sup>8</sup> [https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland\\_National.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_National.pdf)

kryterium zastosowania podziału wejścia/wyjścia innego niż w proporcji 50/50 będzie stabilizacja stawek opłat przesyłowych lub minimalizacja wahań poziomów tych stawek, pomiędzy kolejnymi taryfami Operatora. Kwestia zastosowania podziału wejścia/wyjścia innego niż w proporcji 50/50 będzie podlegała ocenie Prezesa URE w corocznym postępowaniu taryfowym w szczególności na podstawie danych przekazanych przez Operatora.

Przychód kalkulacyjny będzie dzielony na wejścia i wyjścia z systemu przesyłowego zgodnie z przyjętym podziałem wejścia/wyjścia. Po podzieleniu przychodu regulowanego zaalokowanego do poszczególnych rodzajów punktów wejścia/wyjścia przez sumaryczną moc umowną (z uwzględnieniem rabatów stosowanych dla PMG i LNG) oraz liczbę godzin w roku, uzyskuje się stawkę opłaty przesyłowej dla wejść/wyjść.

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 nieprzesyłowych<sup>9</sup> została przedstawiona w punkcie 6 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.

#### **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,
- zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych z zakresu **zdolności ciągłej oraz przerywanej** według stanu na dzień składania wniosku taryfowego w roku n,
- 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 i dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności **ciągłej i przerywanej zrealizowanych** w roku kalendarzowym n-1 - poprzedzającym rok n, w którym składany jest wniosek taryfowy,

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

---

<sup>9</sup> 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).

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

Wartości zdolności przesyłowych przyjęte do kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych na rok 2023 przedstawia tabela nr 1.

Tabela 1. Indykatywne zdolności przesyłowe dla 2023 r.

Moc umowa/przepustowość/zdolność przesyłowa	Jedn.	Indykatywna prognoza dla 2023	
		Gaz E	Gaz L
<b>Punkty wejścia - RAZEM, w tym:</b>	<b>kWh/h</b>	<b>60 512 751</b>	<b>1 202 602</b>
Punkty wejścia - połączenia międzysystemowe	kWh/h	24 809 856	-
Punkty wejścia - produkcja	kWh/h	2 921 038	1 202 602
Punkty wejścia - PMG	kWh/h	24 818 244	-
Punkty wejścia - Terminal LNG	kWh/h	7 963 613	-
<b>Punkty wyjścia - RAZEM, w tym:</b>	<b>kWh/h</b>	<b>74 829 441</b>	<b>2 062 997</b>
Punkty wyjścia - połączenia międzysystemowe	kWh/h	3 379 534	-
Punkty wyjścia - wewnętrzne		57 075 737	2 062 997
Punkty wyjścia - PMG	kWh/h	14 374 170	-

#### 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<sup>10</sup>.

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

W kalkulacji cen referencyjnych zarówno dla punktów wejścia jak i wyjścia do/z instalacji magazynowych będzie stosowany rabat **w wysokości 80%**, co jest zgodne z wymaganiami określonymi w art. 9 ust. 1 Kodeksu taryfowego. Przyjęty rabat uwzględnia korzyści i koszty, jakie instalacje magazynowe zapewniają całemu systemowi przesyłowemu oraz ma przyczynić się do efektywnego wykorzystania tych instalacji. Do głównych korzyści z tytułu instalacji magazynowych 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,

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

<sup>10</sup> Podziemny magazyn gazu w którym utworzona jest instalacja magazynowa.

W polskim systemie przesyłowym nie występują instalacje magazynowe, które byłyby połączone z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną, ani nie są wykorzystywane do konkurowania z punktami połączeń międzysystemowych.

#### 4.2.2. Rabat dla LNG.

Stosownie do art. 9 ust 2. Kodeksu taryfowego, w punktach wejścia z instalacji LNG oraz w punktach wejścia z i punktach wyjścia do infrastruktury stworzonej w celu zakończenia izolacji państw członkowskich, w zakresie ich systemów przesyłowych gazu można stosować rabat w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw.

W kalkulacji cen referencyjnych dla punktu wejścia z instalacji LNG będzie stosowany rabat w wysokości **100%**, wynikający głównie ze znaczenia tej instalacji dla wzrostu bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski. Rabat w tej wysokości jest stosowany od momentu rozpoczęcia regazyfikacji w Terminalu LNG w Świnoujściu tj. od czerwca 2016 r. i wynika z kluczowego jego znaczenia dla:

- zwiększenia bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do Polski poprzez dywersyfikację kierunków dostaw oraz zapewnienie dostępu do globalnego rynku gazu - w pełni niezależnego od perturbacji na rynku lokalnym i regionalnym,
- rozwoju konkurencji na krajowym rynku paliw gazowych poprzez stworzenie możliwości pozyskania gazu na potrzeby odbiorców krajowych z nowego źródła.

Kwestia rabatu na punkcie wejścia z instalacji LNG była przedmiotem odrębnych konsultacji prowadzonych w dniach 1 września do 31 października 2021 r. na podstawie art. 28 Kodeksu taryfowego i jest uwzględniona w odrębnym dokumencie opublikowanym przez Prezesa URE niezależnie od decyzji w sprawie MWCR, o której mowa w art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego.

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

Porównanie stawek opłat z taryfy na 2022 r. z indykatywnymi stawkami dla 2023 r. skalkulowanymi zgodnie z MWCR przedstawia tabela nr 2.

Tabela 2. Porównanie stawek opłat przesyłowych.

Sieć przesyłowa gazu ziemnego:	Ceny referencyjne/stawki [gr/kWh/h/h]	2022 (obowiązujące)	2023 (indykatywne)	Zmiana [%]
Wysokometanowego (E)	Punkty wejścia	0,3200	0,4234	32
	Punkty wyjścia	0,1908	0,2186	15
	Punkty wejścia z PMG	0,0640	0,0847	32
	Punkty wyjścia do PMG	0,0382	0,0437	15
	Punkt wejścia z instalacji LNG	-	-	-
Zaazotowanego (L)	Punkty wejścia	0,2105	0,2409	14
	Punkty wyjścia	0,1499	0,1404	-6

Głównym czynnikiem wpływającym na wzrost stawek indykatywnych dla 2023 r. w porównaniu do taryfy stosowanej w 2022 r. jest założony przez Operatora wzrost przychodu regulowanego (o 34%). Wzrost ten związany jest głównie z realizacją kapitałochłonnych inwestycji strategicznych, dotyczących zarówno przebudowy i rozbudowy sieci wewnątrz Kraju jak i budowy nowych połączeń międzysystemowych, mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski oraz podniesienie jakości i bezpieczeństwa usług świadczonych przez Operatora. Na wzrost stawek indykatywnych wpływa również przyjęty podział przychodów



wejścia/wyjścia równy 50/50, który uległ zmianie w porównaniu do podziału zastosowanego w kalkulacji dotychczasowych taryf, w tym taryfy na 2022 r. (45/55).

Należy jednak podkreślić, że założony przez Operatora wzrost przychodu oraz jego podział wejścia/wyjścia ma charakter indykacyjny. Kwestia ustalania przychodu nie jest objęta przepisami Kodeksu taryfowego i będzie on weryfikowany w odrębnym postępowaniu o zatwierdzenie taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych. Podobnie docelowy podział wejścia/wyjścia będzie ustalony w postępowaniu taryfowym, z uwzględnieniem zasad opisanych w pkt 4 w akapicie 4.

#### 4.4. Porównanie indykacyjnych ceny referencyjnych wynikających z zastosowania niniejszej metody z indykacyjnymi 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 instalacji magazynowych (80%), instalacji LNG (100%) 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 z zastosowaniem rabatów.

Grupa taryfowa	Rodzaj punktu	Stawka wg metody znaczka pocztowego	Stawka wg metody CWD			
			minimalna	maksymalna	średnia	średnia ważona zdolnością
Ewe	Kopalnie	0,4234	0,3430	0,3431	0,3430	0,3430
	Graniczne	0,4234	0,3285	0,5324	0,4306	0,4481
	Odazotownie	0,4234	0,2642	0,3550	0,3096	0,3037
Ewe-PMG		0,0847	0,0581	0,0959	0,0717	0,0714
Ewy	Graniczne	0,2186	0,2575	0,3207	0,2851	0,2880
	Dystrybucja	0,2186	0,0007	0,3073	0,2193	0,2135
	Odbiorcy końcowi	0,2186	0,1544	0,2904	0,2194	0,2176
Ewy-PMG		0,0437	0,0362	0,0544	0,0478	0,0451
Lwe	Kopalnie	0,2409	0,0821	0,4332	0,2552	0,2409
Lwy	Dystrybucja	0,1404	0,0058	0,2273	0,1223	0,1408
	Odbiorcy końcowi	0,1404	0,1307	0,1662	0,1448	0,1381

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

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 odległość punktu wejścia i wyjścia od innych punktów w systemie przesyłowym. 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.

Tabela 4. Porównanie stawek opłat bez zastosowania rabatów.

Grupa taryfowa	Rodzaj punktu	Stawka wg metody znaczka pocztowego	Stawka wg metody CWD			
			minimalna	maksymalna	średnia	średnia ważona zdolnością
Ewe	Kopalnie	0,2287	0,1857	0,1857	0,1857	0,1857
	Graniczne	0,2287	0,1778	0,2882	0,2331	0,2426
	Odazotownie	0,2287	0,1430	0,1922	0,1676	0,1644
Ewe-PMG		0,2287	0,1572	0,2596	0,1941	0,1933
Ewy	Graniczne	0,1846	0,2162	0,2693	0,2394	0,2414
	Dystrybucja	0,1846	0,0006	0,2580	0,1842	0,1793
	Odbiorcy końcowi	0,1846	0,1297	0,2438	0,1842	0,1827
Ewy-PMG		0,1846	0,1520	0,2283	0,2006	0,1895
Lwe	Kopalnie	0,2409	0,0821	0,4332	0,2552	0,2409
Lwy	Dystrybucja	0,1404	0,0058	0,2273	0,1223	0,1408
	Odbiorcy końcowi	0,1404	0,1307	0,1662	0,1448	0,1381

#### 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 wewnątrzsystemowe 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 kosztów 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.

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 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.

Tabela 5. Ocena alokacji kosztów (CAA).

OCENA ALOKACJI KOSZTÓW	Jedn.	Metoda tzw. znaczka pocztowego (PS)	
		z rabatami	bez rabatów
1	2	3	4
<b>Przychód dozwolony</b>	<b>tys. zł</b>	<b>2 425 055</b>	<b>2 425 055</b>
Stawka-wejście - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Ewe *	gr/kWh/h/h	0,2287	0,2287
Stawka-wyjście - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Ewy	gr/kWh/h/h	0,2186	0,1846

<b>Moce - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia) **</b>	kWh/h	<b>128 893 307</b>	<b>128 767 461</b>
<b>Moce - międzysystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia) **</b>	kWh/h	<b>6 448 885</b>	<b>6 759 068</b>
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Wejście	tys. zł	64 599	67 706
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Wyjście	tys. zł	61 736	54 650
<b>Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Razem (Wejście + Wyjście)</b>	<b>tys. zł</b>	<b>126 335</b>	<b>122 356</b>
<b>udział</b>	<b>%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>
<b>Przychód - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci</b>	<b>tys. zł</b>	<b>2 298 721</b>	<b>2 302 699</b>
<b>udział</b>	<b>%</b>	<b>95%</b>	<b>95%</b>
<b>Wskaźnik - międzysystemowe wykorzystanie sieci</b>	<b>zł/kWh/h</b>	<b>19,59</b>	<b>18,10</b>
<b>Wskaźnik - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci</b>	<b>zł/kWh/h</b>	<b>17,83</b>	<b>17,88</b>
<b>INDEKS</b>	<b>%</b>	<b>9,38%</b>	<b>1,22%</b>

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

\*\* różnica mocy dla wariantu „z rabatami” i „bez rabatów” wynika z uwzględnienia mocy przerywanych.

#### **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. 13 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 oraz z poniższymi wymogami.

Metoda ta powinna:

- a) umożliwić użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i dokładną ich prognozę;
- b) uwzględniać koszty rzeczywiste poniesione w związku ze świadczeniem usług przesyłowych, z uwzględnieniem poziomu złożoności sieci przesyłowej;
- c) zapewnić niedyskryminację i zapobiegać nadmiernemu subsydiowaniu skrośnemu, m.in. poprzez uwzględnienie ocen alokacji kosztów określonych w art. 5;
- d) 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;
- e) zapewnić, aby otrzymane ceny referencyjne nie zakłócały handlu transgranicznego.

Niniejsza metoda wyznaczania cen referencyjnych spełnia wszystkie powyższe wymagania. Przy tym należy podkreślić niezbyt złożony charakter tej metody, dzięki czemu 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 zaazotanego L<sup>11</sup> 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.

<sup>11</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/taryfa-ksp/nc-tar.html>

**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 budową lub rozbudową połączeń zlokalizowanych na południowej oraz północno-wschodniej granicy Polski, rozbudową Terminalu LNG oraz budową połączenia Baltic Pipe, pokazują, że 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 na str. 18.

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.

**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 instalacji magazynowych oraz punktu wejścia z instalacji LNG stosowane są rabaty/dostosowania zgodnie z postanowieniami Kodeksu taryfowego.

Wynik oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, przedstawiony w pkt 4.5 (9,38%), 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 (60 punktów wejścia; 925 punktów wyjścia) wyniki tego porównania są przybliżone, gdyż w takiej sytuacji dokładne przypisanie kosztów do danego punktu jest prawie niemożliwe. Ponadto, zaproponowana MWCR (tzw. znaczka pocztowego) zapobiega również subsydiowaniu skrośnemu pomiędzy podsystemem gazu wysokometanowego E i gazu zaazotowanego 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 ze znikomym wykorzystaniem systemu przesyłowego na potrzeby międzysystemowe (udział tranzytu ok. 5%) 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. Sytuacja ta nie ulegnie radykalnej zmianie po uruchomieniu dodatkowych połączeń międzysystemowych. Realizacja projektów rozbudowy sieci nastawiona jest bowiem głównie na dywersyfikację kierunków przepływu gazu w celu uniezależnienia Polski od jednego dostawcy. Oznacza to, że przepustowości, które pojawią się w wyniku realizowanego programu inwestycyjnego (m.in. po oddaniu do użytkowania gazociągu Baltic Pipe) w znacznej części będą przepustowościami zastępującymi a nie przyrostowymi i w konsekwencji stopień wykorzystania systemu na potrzeby odbiorców wewnętrznych nie ulegnie radykalnej zmianie.

**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.

## **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 regulowany zatwierdzany przez Prezesa URE, stanowi sumę prognozowanych uzasadnionych kosztów operacyjnych związanych z działalnością regulowaną na dany rok taryfowy oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Przychód regulowany ustalany jest na okres 12 miesięcy w postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy.

Stosownie do § 10 ust. 1, 2, i 3 rozporządzenia 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), przychód regulowany jest pokrywany przez przychody uzyskane z:

- a) stawek opłat przesyłowych,
- b) opłat za przekroczenia mocy umownej osiągniętych w roku poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia,
- c) opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy (badanie jakości dostarczanych paliw gazowych, wstrzymanie lub wznowienie dostarczania paliw gazowych) osiągniętych w roku poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia,
- d) przychodów z tytułu wykonywania umowy, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, a także wykonywania czynności wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 9 tej ustawy (saldo przychodów i kosztów).

Zgodnie z decyzją z dnia 26 sierpnia 2021 r. nr DRG.DRG-2.745.3.2021.JDo1<sup>12</sup> 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. Decyzja ta ma szczególne znaczenie z uwagi na

---

<sup>12</sup> Biuletyn branżowy URE - Paliwa gazowe nr 67/2021 r. - <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4002,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2021-r.html>

planowany duży wzrost WRA w najbliższych latach w związku z zakończeniem kapitałochłonnych inwestycji.

Przychód regulowany będzie również pomniejszony o przychody uzyskane ze świadczenia usług przez platformę GSA oraz ewentualne przychody uzyskane ze świadczenia 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 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.

## 5.2. Przychody z usług przesyłowych (art. 30 ust. 1 lit. b pkt iv i v Kodeksu taryfowego)

Tabela 6. Indykatywne przychody z usług przesyłowych.

<b>Przychód pokrywany przez stawki opłat przesyłowych w tym:</b>	tys. PLN	<b>2 475 802</b>
Stawki opłat oparte na zdolnościach	tys. PLN	2 475 802
Stawki opłat oparte na wolumenie	tys. PLN	-
<b>Sieć gazu wysokometanowego E, w tym:</b>	tys. PLN	<b>2 425 055</b>
Punkty wejścia	tys. PLN	1 212 528
Punkty wyjścia	tys. PLN	1 212 527
<b>Sieć gazu zaazotowanego L, w tym:</b>	tys. PLN	<b>50 747</b>
Punkty wejścia	tys. PLN	25 374
Punkty wyjścia	tys. PLN	25 373

## 6. 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.

Zgodnie z Dokumentem konsultacyjnym Operator zaplanował przychód dla usług nieprzesyłowych w wysokości 64 mln zł, w tym 23 mln zł dla usług sprężania i 41 mln zł dla usług redukcji ciśnienia. Przychody z tytułu świadczenia usług nieprzesyłowych będą uwzględniane przy ustalaniu salda konta 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 indykatywny 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.

### **6.1. Usługi sprężania**

Operator na wniosek użytkownika będzie oferował usługę sprężania paliw gazowych w wybranych (10) punktach wejścia do systemu przesyłowego, w szczególności w celu wprowadzenia paliwa gazowego z lokalnych 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:

- stałej opłaty abonamentowej ustalonej na podstawie kosztów stałych usługi sprężania dla danej tłoczni gazu [zł/miesiąc],
- 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 (CRG) 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.

### **6.2. 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 tej usłudze zostanie ograniczone subsydiowanie skróśne odbiorców potrzebujących usługi redukcji ciśnienia gazu (682 punkty) do ciśnienia średniego lub/i niskiego przez:

- odbiorców posiadających własne stacje redukcyjno-pomiarowe (6 punktów) oraz
- odbiorców którzy nie potrzebują dodatkowej usługi redukcji ciśnienia (231 punktów).

Wprowadzenie tej usługi spowoduje, że koszty związane m.in. z eksploatacją, remontami i modernizacją stacji redukcyjno-pomiarowych<sup>13</sup> będą ponoszone przez użytkowników korzystających z tych usług. W dotychczasowych taryfach koszty te były uwzględniane w kalkulacji stawek opłat za przesyłanie paliw gazowych i tym samym ponoszone solidarnie przez wszystkich użytkowników (tzw. socjalizowane).

---

<sup>13</sup> Obejmujące m.in. układy podgrzewu gazu (kotłownie i zużycie gazu paliwowego) oraz układy redukcyjne (trzystopniowy poziom bezpieczeństwa ciśnieniowego).

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.

Powyższe rozwiązanie jest zgodne z zaleceniem przedstawionym w akapicie 8, 9 tiret 5 oraz w pkt 5.3 Analizy ACER<sup>14</sup>. Agencja rekomendowała Regulatorowi rozważenie ustalenia dwóch stawek opłat na wyjściu z systemu przesyłowego: wyższej dla punktów wyjścia, w których jest wymagana usługa redukcji ciśnienia świadczona przez Operatora oraz niższej dla pozostałych punktów systemu przesyłowego. Rozwiązanie będzie nieznacznym odstępstwem od metody znaczka pocztowego, jednak umożliwi ograniczenie subsydiowania skróśnego pomiędzy tymi grupami odbiorców.

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

Na stronie internetowej Operatora<sup>15</sup> zostały zamieszczone uproszczone modele taryfowe, które pozwalają obliczyć indykatywne ceny referencyjne standardowych produktów z zakresu zdolności proponowane dla roku taryfowego 2023 oraz umożliwiają ich estymację w roku kolejnym, przy dowolnym doborze parametrów dotyczących proporcji opłat wejście/wyjście czy odpowiednich dostosowań (rabaty dla PMG i LNG), zgodnie z algorytmem przedstawionym poniżej.

Tabela 7. Kalkulacja stawek indykatywnych.

Sieć przesyłowa gazu ziemnego	Jedn.	2022		2023	
		E	L	E	L
Przychód kalkulacyjny	tys. PLN	1 847 625	49 269	2 425 055	50 749
Udział przychodów na wejściach	%	45	45	50	50
Podział przychodów WE/WY	%	45:55	45:55	50:50	50:50
Rabat na wejściach z PMG	%	80	80	80	80
Rabat na wyjściach z PMG	%	80	80	80	80
Rabat na wejściu z instalacji LNG	%	100	100	100	100
Moc na wejściach	kWh/h	24 695 646	1 202 602	27 730 894	1 202 602
Moc na wejściach z PMG	kWh/h	24 818 244	brak	24 818 244	brak
Moc na wejściach z instalacji LNG	kWh/h	7 963 613	brak	7 963 613	brak
Moc na wyjściach	kWh/h	57 922 966	2 062 997	60 455 271	2 062 997
Moc na wyjściach z PMG	kWh/h	14 374 170	brak	14 374 170	brak
Stawka na wejściach	gr/kWh/h/h	0,3200	0,2105	0,4234	0,2409
Stawka na wejściach z PMG <sup>8</sup>	gr/kWh/h/h	0,0640	brak	0,0847	brak
Stawka na wejściach z LNG	gr/kWh/h/h	-	brak	-	brak

<sup>14</sup> [https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland\\_National.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_National.pdf)

<sup>15</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/taryfa-ksp/nc-tar.html>



Stawka na wyjściach	gr/kWh/h/h	0,1908	0,1499	0,2186	0,1404
Stawka na wyjściach do PMG <sup>16</sup>	gr/kWh/h/h	0,0382	brak	0,0437	brak

## 8. Opis systemu przesyłowego gazowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

System przesyłowy wchodzący w skład majątku Operatora składa się z części związanej z transportem gazu wysokometanowego (grupa E) i zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw).

Tabela 8. Długości i średnice gazociągów.

Średnica gazociągów	Gaz E	Gaz Lw	Razem
[mm]	[km]	[km]	[km]
<DN[mm] ≤ 100	732	170	902
100<DN[mm] ≤ 300	2 800	423	3 223
300 < DN[mm] ≤ 400	1 377	52	1 429
400 < DN[mm] ≤ 500	3 103	56	3 160
500 < DN[mm] ≤ 700	1 784		1 784
700 < DN[mm] ≤ 900	81		81
900 < DN[mm] ≤ 1000	815		815
<b>SUMA</b>	<b>10 692</b>	<b>702</b>	<b>11 394</b>

### 8.1. System przesyłowy gazu wysokometanowego (grupa E) – stan na 31 grudnia 2021 r.

8.1.1. System gazu wysokometanowego tworzy układ magistralny, obejmujący:

- 8.1.1.1. Magistralę wschodnią na trasie Hermanowice-Jarosław-Wronów-Rembelszczyzna,
- 8.1.1.2. Magistralę południową na trasie Hermanowice-Jarosław-Pogórska Wola-Tworzeń-Odolanów-Lwówek,
- 8.1.1.3. Magistralę północno-zachodnią na trasie Lwówek-Szczecin-Terminal LNG w Świnoujściu-Gdańsk,
- 8.1.1.4. Układ zasilania centralnej Polski na trasie Hołowczyce-Rembelszczyzna-Gustorzyn-Odolanów,
- 8.1.1.5. Układ zasilania północnej Polski na trasie Gustorzyn-Gdańsk,
- 8.1.1.6. 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.

8.1.2. System przesyłowy Operatora zasilany jest w gaz wysokometanowy w 54 punktach wejścia:

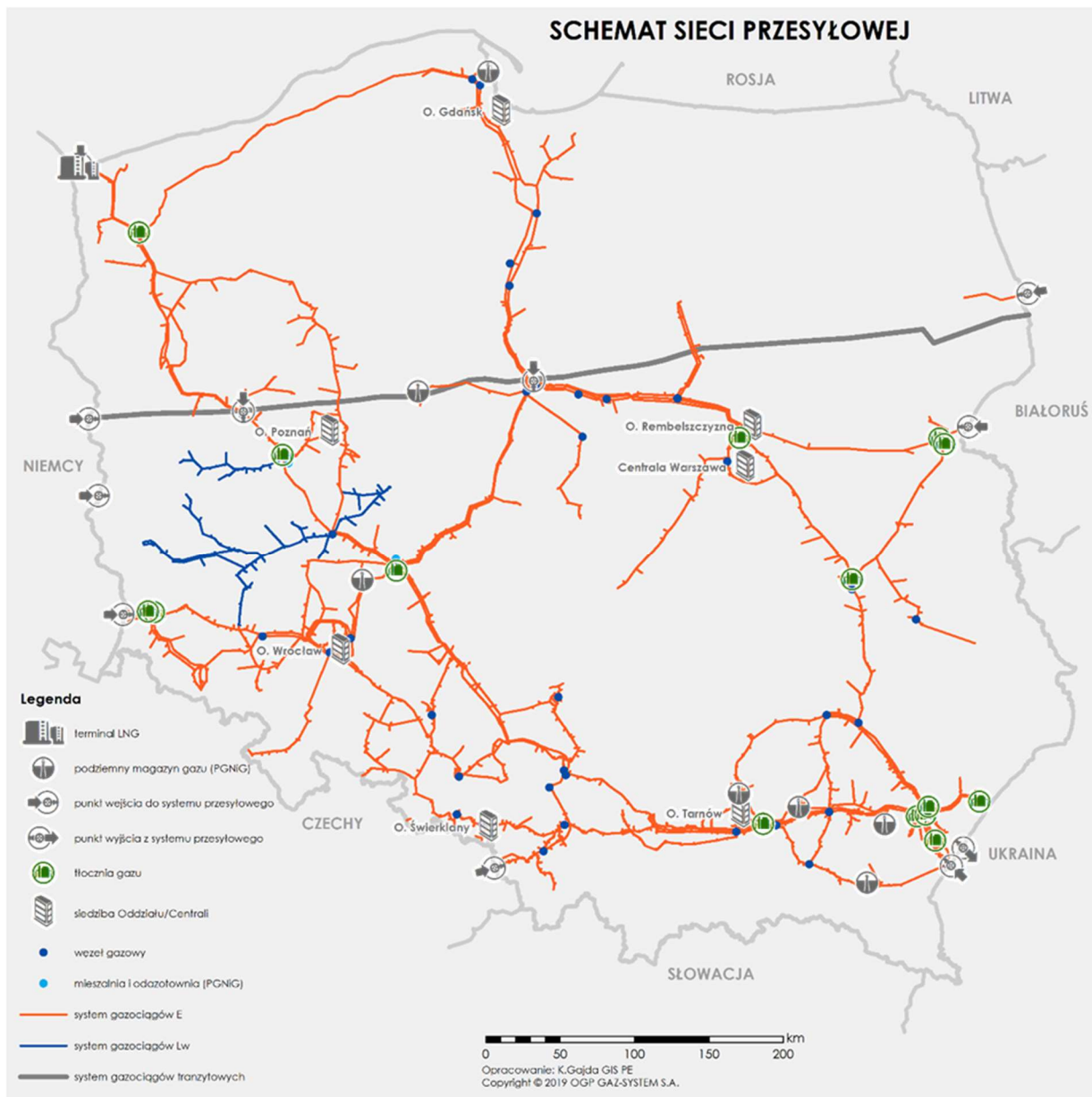
8.1.2.1. Wejścia do krajowego systemu przesyłowego (przywóz gazu):

8.1.2.1.1. Kondratki o technicznej zdolności przesyłowej 42,68 GWh/h,

<sup>16</sup> Stawki otrzymane poprzez zastosowanie rabatu w wysokości 80% w stosunku do stawki na wejściach i wyjściach. W kalkulacji stawek na wejściach/wyjściach uwzględniono 20% mocy na wejściach/wyjściach z instalacji magazynowych, co wynika z równania matematycznego.

- 8.1.2.1.2.GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO o technicznej zdolności przesyłowej 5,65 GWh/h,
- 8.1.2.1.3.Wysokoje o technicznej zdolności przesyłowej 7,04 GWh/h,
- 8.1.2.1.4.Mallnow o technicznej zdolności przesyłowej 7,70 GWh/h,
- 8.1.2.1.5.GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS o technicznej zdolności przesyłowej 2,03 GWh/h,
- 8.1.2.1.6.Tietierowka o technicznej zdolności przesyłowej 0,30 GWh/h,
- 8.1.2.1.7.Cieszyn o technicznej zdolności przesyłowej 1,17 GWh/h,
- 8.1.2.1.8.Branice o technicznej zdolności przesyłowej 0,002 GWh/h,
- 8.1.2.1.9.Terminal LNG o technicznej zdolności przesyłowej 7,58 GWh/h,
- 8.1.2.2. Wejścia z kopalń gazu ziemnego wysokometanowego, zlokalizowane w SE Polsce (37 kopalń),
- 8.1.2.3. Wejścia z odazotowni gazu zaazotowanego (Odolanów i Grodzisk Wielkopolski),
- 8.1.2.4. Wejścia z podziemnych magazynów gazu (7 instalacji magazynowych),
- 8.1.3. W systemie przesyłowym pracuje 14 tłoczni o zainstalowanej mocy 133 MW.
- 8.1.4. System przesyłowy połączony jest z innymi systemami i dużymi odbiorcami przemysłowymi w 846 punktach wyjścia (bez punktów wyjścia z PMG).
- 8.1.5. Roczny wolumen przesyłanego gazu ziemnego wyniósł ok. 225,8 TWh (bez uwzględnienia PMG ok. 202,4 TWh).
- 8.1.6. Z systemem przesyłowym współpracuje 7 podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności czynnej wynoszącej 3,07 mld m<sup>3</sup> (34,19 TWh):
  - 8.1.6.1. 2 PMG wytworzone w kawernach solnych o pojemności czynnej 824,8 mln m<sup>3</sup> (9,19 TWh),
  - 8.1.6.2. 5 PMG wytworzonych w częściowo wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego o pojemności czynnej 2 250 mln m<sup>3</sup> (25 TWh).
- 8.1.7. Przewiduje się stabilny wzrost wolumenu przesyłanego gazu.

**Schemat nr 1** .Mapa systemu przesyłowego gazu wysokometanowego (grupa E).



### 8.1.8. Rozwój infrastruktury Operatora

W perspektywie do 2024 r. priorytetem będzie dywersyfikacja kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego poprzez budowę i uruchomienie nowych połączeń transgranicznych z Danią, Słowacją i Litwą, zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG oraz budowa tzw. korytarza północ-południe. Komisja Europejska umieściła te projekty na liście projektów o znaczeniu wspólnotowym, podkreślając ich szczególne znaczenie dla wzrostu bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego w Europie oraz budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku. Realizacja tych projektów spowoduje istotne zmiany rozptyłów gazu ziemnego w systemie przesyłowym Operatora, w wyniku budowy połączeń transgranicznych oraz rozbudowy terminala LNG.

Mapa inwestycji Operatora do 2024 r. została przedstawiona na schemacie nr 3.

## 8.2. System przesyłowy gazu zaazotowanego (grupa L, podgrupa Lw) – stan na 31 grudnia 2021 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. Jedynymi źródłami i regulatorami w tym systemie są kopalnie gazu ziemnego m.in.: Kościan\_Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy), Roszków oraz mieszalnia gazu ziemnego w Grodzisku Wielkopolskim (połączona z odazotownią gazu ziemnego, stanowiącą obiekt związany z eksploatacją złóż) – łącznie 8 punktów wejścia. System przesyłowy gazu zaazotowanego Lw nie łączy się bezpośrednio z systemem przesyłowym gazu wysokometanowego.

W systemie gazu Lw gaz odbierany jest w 77 punktach wyjścia i charakteryzuje się niewielkim stabilnym wzrostem.

**Schemat nr 2.** Mapa systemu przesyłowego gazu zaazotowanego (Lw).



### Schemat nr 3. Mapa inwestycji Operatora do 2024 r.



Lp.	Inwestycja	średnica mm	długość km
1	Gazociąg podmorski Baltic Pipe	DN 900	273
2	Gazociąg Niechorze – Ploty	DN 1000	40
3	Gazociąg Goleniów – Lwówek	DN 1000	191
4	Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola	DN 1000	98
5	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń	DN 1000	174
6	Gazociąg Strachocina – Granica RP (Polska – Słowacja)	DN 1000	64
7	Gazociąg Oświecim – Tworzeń	DN 700	45
8	Gazociąg Holowczycze – Granica RP (Polska – Litwa)	DN 700	342
9	Gazociąg Guszczyn – Wronów	DN 1000	308
10	TG Odolanów		
11	TG Guszczyn		
12	TG Goleniów		
13	TG Kędzierzyn		
14	Węzeł Strachocina		

Pozostałe inwestycje

- Terminal LNG (rozbudowa)
- FSRU

Inwestycje - obiekty - Perspektywa do 2024

- Tłocznia - projektowanie i realizacja
- Węzeł - projektowanie i realizacja

Znaki umowne

- Zakończenie gazociągu

Inwestycje - gazociągi - Perspektywa do 2024

- Projektowanie i realizacja
- Zrealizowane

Pozostałe sieci

- Sieć eksploatowana
- Gazociąg tranzytowy

Administracja

- ▬ Granice państwa
- Granice województw

