

**PREZES****URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

DRG.DRG-2.745.2.2022.JDo1

Warszawa, dnia 31 marca 2022 r.

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 3 lutego 2022 r., wobec

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

uzupełnionego przez Operatora pismami z dnia: 4 lutego 2022 r. znak: 2022-19794

PF.0330.2.2021.6, 25 lutego 2022 r. znak: 2022-22528 PF.0330.2.2021.8, 8 marca 2022 r. znak:
2022-40084 PF.0330.2.2021.14, 15 marca 2022 r. znak: 2022-38711 PF.0330.2.2021.12 oraz
z dnia 29 marca 2022 r. znak: 2022-53320 PF.0330.2.2021.18

postanawiam

- I. zatwierdzić *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie 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: „Prezes URE”) decyzją nr DRG.DRG-2.7129.5.2018.JDo1 wyznaczył Operatora podmiotem odpowiedzialnym za wykonywanie następujących obowiązków określonych w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiającym 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” lub „NC TAR”,

- 1) przeprowadzanie konsultacji, o których mowa w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, dotyczących m.in. metody wyznaczania cen referencyjnych (zwanej także: „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 (zwanej 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 jego własnej sieci przesyłowej oraz sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. (zwany dalej: „EuRoPol GAZ”), na której funkcję operatora pełni Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

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

a) opis proponowanej metody RPM 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 jej części składowych,
- ocenę proponowanej metody RPM w zakresie zgodności z art. 7 Kodeksu taryfowego,
- porównanie proponowanej metody RPM z metodą odległości ważonej zdolnością w zakresie indykatywnych cen referencyjnych, w przypadku, gdy proponowana metoda 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 przychodów związanych ze świadczeniem usług nieprzesyłowych, o których mowa w art. 17 ust. 3 Kodeksu taryfowego,
- indykatywne taryfy dotyczące usług nieprzesyłowych świadczonych na rzecz użytkowników sieci,

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

Operator opracował stosowny dokument konsultacyjny i w dniach od 31 sierpnia do 31 października 2021 r. przeprowadził ww. konsultacje w zakresie sieci przesyłowej należącej do EuRoPol GAZ-u. Po ich zakończeniu opublikował 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.

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. przepisu¹.

Wnioski ACER w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością EuRoPol GAZ 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 większość wymaganych informacji wymienionych w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, jednocześnie użyteczność części z tych informacji jest ograniczona głównie z powodu niepewności dotyczącej wartości przepustowości przyjętych do kalkulacji taryfy; ceny referencyjne nie mogą być traktowane jako indykatywne i w konsekwencji użyteczność kilku współczynników i porównań jest również ograniczona,
- b) konsultacje nie spełniają w pełni wymagań w zakresie transparentności wskutek prowizorycznych wartości przepustowości przyjętych do kalkulacji taryfy; jednocześnie Agencja rozumie, że oszacowanie dokładnej prognozy przepustowości w warunkach niepewnej sytuacji ekonomicznej może być poza kontrolą zarówno Operatora jak i Organu Regulacyjnego,
- c) zgodność MWCR z wymogiem odzwierciedlenia kosztów, unikania subsydiowania skrośnego i ograniczenia obrotu transgranicznego jest zadaniem Organu Regulacyjnego, który przedstawia uzasadnienie dla przyjętych prognoz przepustowości; uzasadnienie to powinno obejmować ocenę prognozy przepustowości oraz obliczenie oceny alokacji kosztów (CAA) i w konsekwencji może prowadzić do zmiany wyboru MWCR; w przypadku braku tych informacji MWCR nie może być uznana za spełniającą wymagania,
- d) zaproponowana MWCR spełnia wymagania w zakresie barku dyskryminacji i ryzyka wolumenowego,
- e) analiza zgodności, o której mowa w art. 27 ust. 2 lit. b pkt 2-3 Kodeksu taryfowego, nie ma zastosowania, gdyż ani stawki zależne od przepływu ani taryfy nieprzesyłowe nie zostały zaproponowane.

W związku z powyższym ACER przedstawiła zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej MWCR, o której mowa w art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego:

- a) rozważenia niepewności związanej z przyszłym wykorzystaniem gazociągu oraz w jaki sposób niepewność ta przekłada się na taryfę poprzez czynnik kosztotwórczy jakim jest przepustowość;
Organ Regulacyjny powinien ocenić wpływ ewentualnego niewystarczającego lub nadmiernie odzyskanego przychodu w koncie regulacyjnym i rozważyć odpowiedni mechanizm uzgadniania/rozliczania tego konta. Organ Regulacyjny powinien ponownie ocenić czy wybór MWCR złagodzi ten problem, oceniając skutki zastosowania, np. metody znaczka pocztowego, jako narzędzia zapewniającego równomierną alokację tej niepewności na prognozę przepustowości dla poszczególnych punktów sieci;
- b) wyjaśnienia obliczeń zaproponowaną MWCR odległości ważonej przepustowością (CWD), które różnią się od etapów określonych w art. 8 Kodeksu taryfowego;

¹ https://extranet.acer.europa.eu//Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_SGT%20pipeline.pdf

Organ Regulacyjny powinien ocenić w jaki sposób średnioważona odległość (WAD), będąca parametrem metody CWD, jest obliczana. Powinien wyjaśnić dlaczego jest preferowane uśrednianie czynnika kosztotwórczego odległości przez przepustowość n-1 punktów (wszystkie punkty sieci minus 1) zamiast n punktów (wszystkie punkty sieci). Organ Regulacyjny powinien opierać swoje uzasadnienie na analizie matematycznej wyjaśniającej dlaczego proponowana alternatywna kalkulacja WAD jest preferowana. Organ Regulacyjny powinien porównać ceny referencyjne obliczone wg jego podejścia z cenami obliczonymi zgodnie z zasadami Kodeksu taryfowego, dodatkowo obliczając CAA dla obu wariantów. Obydwa zbiory wyników powinny być porównane. Jeżeli CAA obliczone wg metody wykorzystującej n-1 punktów będzie przekraczało próg 10% przewidziany w art. 5 ust. 6 Kodeksu taryfowego, a CAA obliczone wg metody wykorzystującej przepustowość dla n punktów będzie poniżej 10%, Agencja zaleca Organowi Regulacyjnemu zastosowanie tego drugiego podejścia;

- c) uwzględnia obliczeń CAA zgodnie z zaleceniem w paragrafie (41), traktując przepływ do punktu połączenia międzysystemowego do Polski jako przepływ wewnątrzsystemowy; Agencja zaleca Organowi Regulacyjnemu zastosowanie przepustowości i odległości jako czynników kosztotwórczych dla tego obliczenia;
- d) zapewnienia transparentność wszystkich obliczeń i założeń, które są częścią metody CWD, uwzględniając zastosowanie odległości jako czynnika kosztotwórczego oraz etapy obliczeń stosowane w metodzie CWD; wszystkie te elementy powinny być uwzględnione w uproszczonym modelu taryfowym;
- e) oceny wpływ rezerwacji przepustowości na taryfy oraz na odzyskiwanie przychodu regulowanego;
W tej analizie Organ Regulacyjny powinien odnieść się do okresów amortyzacji, i jej wielkości, gazociągu należącego do EuRoPol GAZ-u. To jest wymóg Kodeksu taryfowego, określony w art. 30 ust. 1 lit. b pkt iii. Organ regulacyjny powinien ocenić w jaki sposób koszty są oraz będą odzyskiwane w przypadku malejących rezerwacji przepustowości. Informacji tej powinna towarzyszyć jasność w zakresie zasad uzgadniania/rozliczania stosowanych do ewentualnych niewystarczająco odzyskanych przychodów oraz uwzględnienie zasad określonych dla konta regulacyjnego w art. 17 i 19 ust. 2 Kodeksu taryfowego;
- f) wyjaśnienia czy taryfy stosowane do obowiązujących kontraktów dla gazociągu należącego do EuRoPol GAZ-u opierają się na MWCR skonsultowanej w 2018 r; Organ regulacyjny powinien wyjaśnić czy te kontrakty spełniają wymagania określone w art. 35 Kodeksu taryfowego.

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 metody RPM, obejmującej elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie sieci przesyłowej Operatora oraz sieci będącej własnością EuRoPol GAZ-u. Decyzje zatwierdzające ww. metody po ich opublikowaniu zostaną przesłane do ACER i Komisji Europejskiej.

Mając na uwadze powyższe, w dniu 3 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 sieci przesyłowej będącej własnością EuRoPol GAZ-u, na której Operator pełni funkcje operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

Jednocześnie Operator został wezwany do przedłożenia, w terminie 14 dni od doręczenia zawiadomienia, następujących wyjaśnień i uzupełnień w zakresie RPM:

- stanowiska dotyczące wniosków i zaleceń zawartych w Analizie ACER²,
- stanowiska dotyczącego uwag zgłoszonych w ramach prowadzonych konsultacji przez interesariuszy,
- pozostałych wyjaśnień i uzupełnień w zakresie MWCR oraz projektu MWCR dla sieci należącej do EuRoPol GAZ-u, 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 terminu na udzielenie odpowiedzi na ww. wezwanie na co Prezes URE pismem z dnia 8 lutego 2022 r. wyraził zgodę. W dniu 25 lutego 2022 r. wpłynęła odpowiedź Operatora.

Po analizie materiału dowodowego zgromadzonego w toku postępowania, w dniu 3 marca 2022 r. do Operatora zostało skierowane kolejne wezwanie, na które Operator odpowiedział w dniu 15 marca 2022 r.

Pismem z dnia 29 marca 2022 r. znak: DRG.DRG-2.745.2.2022.JDo1 Prezes URE zawiadomił Operatora o zakończeniu postępowania administracyjnego oraz o możliwości zapoznania się z materiałem dowodowym zgromadzonym w niniejszej sprawie. Przedsiębiorstwo przy piśmie z dnia 29 marca 2022 r. znak: 2022-53320 PF.0330.2.2021.18 zrezygnowało z przysługującego mu prawa.

W toku niniejszego postępowania Prezes URE zważył, co następuje:

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 URE z urzędu wyznaczył OGP 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.

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. 9h¹ 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

² https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_SGT%20pipeline.pdf

z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego w formule ISO na sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

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 sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, na której Operator pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego, 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 powinien podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą MWCR, obejmującą elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie sieci przesyłowej przedsiębiorstwa EuRoPol GAZ. Decyzja ta po jej opublikowaniu zostanie przesłana do ACER i Komisji Europejskiej.

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na 2022 r. po raz ostatni były stosowane postanowienia *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*³

W związku z upływem okresu na jaki została zatwierdzona powyższa MWCR Operator przygotował Dokument konsultacyjny dotyczący MWCR dla lat 2023-2024 w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie 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 opublikowała⁴. Z opinii wynika, że konsultowana MWCR zawiera prawie wszystkie elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego. ACER sformułowała zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej metody wyznaczania cen referencyjnych. Zalecenia te zostały przedstawione na str. 3-4 niniejszej decyzji.

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

a) w kwestii niepewności związanej z przyszłym wykorzystaniem gazociągu (rezerwacją przepustowości) oraz jej wpływu taryfę, zauważyć należy, że na aukcjach produktów rocznych, które odbyły się na początku lipca 2021 r., zarezerwowano przepustowość na poziomie 1 450 tys. kWh/h jedynie na punkcie PWP-wyjście oraz Mallnow-wejście, a na punktach Kondratki-wejście i Mallnow-wyjście nie zarezerwowano żadnych przepustowości długoterminowych. Na punktach Kondratki-wejście i PWP-wyjście była zarezerwowana przepustowość wynikająca z tzw. kontraktu historycznego. Należy ponownie przypomnieć, że dotychczas przepustowość tego

³ 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>

⁴ https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Poland_SGT%20pipeline.pdf

gazociągu była w znacznej mierze wykorzystywania przez Gazprom do dostaw gazu ziemnego do RFN.

Odnosząc się do zaleceń ACER związanych z prognozą rezerwacji przepustowości skierowanych do Organu Regulacyjnego stwierdzić należy, że także obecna sytuacja na rynku gazu nie daje podstaw do sformułowania tej prognozy na poziomie pewności oczekiwanej przez Agencję. Prezes URE podziela stanowisko ACER co do kluczowego znaczenia czynnika kosztotwórczego jakim jest przepustowość. Oczekiwania ACER oraz potencjalnych interesariuszy w tym zakresie są w pełni zrozumiałe, niemniej jednak nie mogą one ignorować aktualnej sytuacji międzynarodowej, sytuacji na europejskim rynku gazu i wynikającego z tych uwarunkowań kontekstu funkcjonowania przedmiotowego gazociągu.

Powyższe uwarunkowania, ostatnie wydarzenia związane z manipulacjami Gazpromu w dostawach gazu do Europy, budowa nowych tras przesyłu gazu do RFN, rozważane sankcje na dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej nie dają podstaw do uwzględnienia danych historycznych w zakresie kontraktacji zdolności gazociągu SGT jako podstaw do oszacowania przyszłych kontraktów przesyłowych.

Należy także dodać, że szczegółowa weryfikacja przepustowości prognozowanych przyjętych do kalkulacji taryfy na 2023 r. będzie przeprowadzona z zastosowaniem zasad, określonych w pkt 4.2. MWCR, w trakcie postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy. Natomiast użytkownik systemu przesyłowego może w tej sytuacji ocenić zakres zmienności cen referencyjnych wykorzystując uproszczony model taryfowy oraz dane dotyczące rezerwacji przepustowości przyjęte do kalkulacji taryfy na 2022 r. (pkt 6 MWCR).

Dodać także należy, że MWCR odległości ważonej przepustowością zaproponowana dla lat 2023-2024, tylko w nieznacznym stopniu różni się od MWCR obowiązującej w latach 2020-2022, która była odmianą metody odległości ważonej przepustowością z drobnymi modyfikacjami, uwzględniającymi prawa wynikające z tzw. kontraktów historycznych. Wprowadzenie, zgodnie z sugestią ACER metody znaczka pocztowego, pomimo jej nieskomplikowanego charakteru, w obecnej konfiguracji wynikającej z dotychczasowego przeznaczenia tej sieci nie wydaje się uzasadnione. Metoda ta jest do ewentualnego rozważenia w przyszłości, o ile zmieni się charakter (sposób wykorzystania) tej sieci dzięki poprawie jej integracji z siecią własną Operatora. Przykładowo wprowadzenie metody znaczka pocztowego skutkowałoby ponad 70% wzrostem opłat dla użytkowników importujących paliwo gazowe do Polski (Mallnow-wejście/PWP-wyjście). Tym samym metoda znaczka pocztowego w mniejszym stopniu odzwierciedlałaby rzeczywiste koszty związane z przesyłaniem paliwa gazowego, siecią przesyłową, dla której w obecnej konfiguracji odległość jest istotnym czynnikiem kosztotwórczym i ze względów ekonomicznych mogłaby wpłynąć na ograniczenie importu gazu ziemnego. Ze względu na to, że dla sieci należącej do EuRoPol GAZ-u odległość jest istotnym czynnikiem kosztotwórczym (tranzytowy charakter sieci – 82,5% przychodów indykatorywnych), w obecnej konfiguracji tej sieci metoda CWD jest metodą optymalną.

W ocenie Organu Regulacyjnego, w obecnych uwarunkowaniach funkcjonowania tego gazociągu, sama zmiana RPM nie złądodzi także ewentualnych (potencjalnych) niepełnych kwot odzyskanych na rachunku regulacyjnym. Natomiast przemawia to za ograniczeniem obecnej MWCR do 2 lat i wykorzystania tego okresu do podjęcia przez Operatora lub właściciela ewentualnych środków zaradczych.

W związku z powyższymi uwarunkowaniami, zrozumiałe jest zatem przyjęcie przez Operatora jako prognozy przepustowości do kalkulacji stawek indykatywnych, wielkości na poziomie 50% przepustowości oferowanej w aukcjach produktów rocznych na rok 2023.

- b) odnośnie rozbieżności w obliczeniach zaproponowaną MWCR odległości ważonej przepustowością (CWD), które w ocenie ACER, różnią się od etapów określonych w art. 8 Kodeksu taryfowego, należy wskazać, że indykatywne ceny referencyjne obliczone z zastosowaniem proponowanej MWCR są zgodne z cenami przedstawionymi na stronie 9 Analizy ACER w kolumnie „NC TAR calculation”, zaś poszczególne etapy kalkulacji cen referencyjnych metodą CWD, zgodne z wymaganiami Kodeksu taryfowego, zostały przedstawione w Dokumencie konsultacyjnym.

Ponadto, należy podkreślić, że na słuszność podejścia zastosowanego przez Operatora w Dokumencie konsultacyjnym wskazują przepisy art. 8 ust. 1 Kodeksu taryfowego - ostatnie zdanie. Przepis ten stanowi bowiem, że *„Jeżeli w scenariuszu przepływu nie można połączyć punktów wejścia i punktów wyjścia, takie połączenie punktów wejścia i punktów wyjścia nie jest uwzględniane”*. W związku z tym w metodzie CWD nie został uwzględniony scenariusz przepływu z punktu Mallnow-wejście do punktu Mallnow-wyjście i tym samym w obliczeniach WAD dla punktu Mallnow-wejście oraz punktu Mallnow-wyjście w mianowniku nie została uwzględniona odpowiednio moc punktu Mallnow-wyjście oraz punktu Mallnow-wejście;

- c) w pkt 4.4. MWCR stanowiącej załącznik do niniejszej decyzji zostały przedstawione obliczenia oceny alokacji kosztów (CAA), o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, przy założeniu, że przepływ do punktu połączenia międzysystemowego PWP-wyjście jest przepływem wewnątrzsystemowym; ponadto, w obliczeniu tym została zastosowana przepustowość i odległość jako czynniki kosztotwórcze zgodnie z zaleceniem ACER;

Jednak należy podkreślić, że w sieci EuRoPol GAZ-u nie ma punktów wewnątrzsystemowych i z tego powodu w świetle obowiązujących przepisów nie istnieje obowiązek wykonywania oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego (brak przychodów wewnątrzsystemowych), czy też przedstawiania uzasadnienia dla otrzymanych wyników. Punkt PWP jest punktem połączenia międzysystemowego pomiędzy systemem przesyłowym należącym do EuRoPol GAZ-u i systemem przesyłowym stanowiącym własność Operatora;

- d) w Dokumencie konsultacyjnym zostały przedstawione szczegółowo poszczególne etapy kalkulacji taryfy wg MWCR odległości ważonej przepustowością, zgodnie z wymaganiami określonymi w art. 8 Kodeksu taryfowego, a opublikowany model taryfowy umożliwi użytkownikom systemu przesyłowego odtworzenie obliczeń stawek indykatywnych oraz prognozowanie ich zmian;
- e) w zakresie oceny wpływu rezerwacji przepustowości na taryfy a także na odzyskiwanie przychodu regulowanego należy zauważyć, że do tego celu służy uproszczony model taryfowy opublikowany na stronie internetowej Operatora.

Natomiast w związku z zaleceniem dla Organu Regulacyjnego dokonania oceny *„w jaki sposób koszty są oraz będą odzyskiwane w przypadku malejących rezerwacji przepustowości”* należy zwrócić uwagę na następujące aspekty. Jak już wspomniano wcześniej dotychczasowe zasadnicze wykorzystanie gazociągu polegało na dostawach gazu ziemnego do RFN. W sytuacji, gdy rezerwacje przepustowości na ten cel maleją, poprawę jego wykorzystania może zapewnić

ściślejsza integracja tego gazociągu z siecią własną Operatora i w efekcie zwiększenie rezerwacji przepustowości, co wpłynie na zwiększenie przychodów. Z informacji przedstawionej przez Operatora w jego planie rozwoju wynika, że takie działania są rozważane.

Ponadto zgodnie z art. 9h ust. 5c ustawy – Prawo energetyczne, właściciel sieci przesyłowej gazowej jest obowiązany pokrywać koszty poniesione przez operatora systemu przesyłowego gazowego w związku z pełnieniem obowiązków operatora z jej wykorzystaniem, w tym wykonywaniem działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, w części, w jakiej nie zostały one pokryte przychodami ze świadczonych przez tego operatora usług przesyłania paliw gazowych tą siecią.

Niezależnie od powyższego zauważyć należy, że szczegółowa weryfikacja przychodu regulowanego będzie mieć miejsce w trakcie postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych. Dotyczy to również kwestii wymienionych, w przywołanym przez ACER, przepisie art. 30 ust. 1 lit. b pkt iii Kodeksu taryfowego, który jest objęty zakresem publikacji, o których mowa w art. 30, natomiast nie obejmują go konsultacje dotyczące MWCR. Operator opublikuje te informacje w terminie wynikającym z art. 32 Kodeksu taryfowego.

W kwestii podnoszonej przez ACER amortyzacji gazociągu należącego do EuRoPol GAZ-u, to stwierdzić należy, że z posiadanych danych wynika, że całkowite umorzenie środków trwałych oraz wartości niematerialnych i prawnych tej sieci przesyłowej szacowane jest na koniec 2025 r. Powyższe okoliczności mogą wpłynąć na wielkość przychodu regulowanego i tym samym na wielkość ewentualnego niewystarczająco odzyskanego przychodu spowodowaną obniżeniem rezerwacji przepustowości. Kwestie te będą szczegółowo analizowane w ramach postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych;

- f) odnośnie taryf stosowanych w 2022 r. do rozliczeń tzw. kontraktu historycznego dla gazociągu należącego do EuRoPol GAZ-u należy wskazać, że zarówno do rozliczeń przepustowości objętej tym kontraktem, jak i pozostałej przepustowości, stosowana jest taryfa dla 2022 r. zatwierdzona decyzją z dnia 2 czerwca 2021 r. znak: DRG.DRG-2.4212.17.2021.AG⁵, skalkulowana z zastosowaniem postanowień *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.*⁶;

Czyli do powyższego kontraktu nie mają zastosowania przepisy art. 35 Kodeksu taryfowego.

Ostateczna Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie 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

⁵ Biuletyn branżowy URE - Paliwa gazowe nr 39/2021 r. - <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4007,Taryfy-opublikowane-w-2021-r.html>

⁶ <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html>

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 ustalania 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. powinna nastąpić nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej (co do zasady odbywającej się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku).

Z kolei zgodnie z art. 3 ust. 3 ustawy z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 631), Operator systemu przesyłowego gazowego wyznaczony na sieci przesyłowej gazowej, na której wyznaczono operatora systemu przesyłowego gazowego

niebędącego właścicielem tej sieci przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki taryfę, niezwłocznie po zawarciu pierwszej po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy (tj. po dniu 26 marca 2022 r.) kolejnej umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, albo po otrzymaniu pierwszej po tym dniu decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ustalającej treść takiej umowy.

Powyższe oznacza, że warunkiem koniecznym do realizacji postanowień ww. przepisów jest bezzwłoczne wejście w życie przedmiotowej metody i leży to 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.

Tym samym potrzeba zagwarantowania realizacji praw użytkowników systemu przesyłowego, zapewnienia możliwości rozwoju konkurencji i realizacji zadań 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. 479⁴⁶ 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. 479⁴⁹ 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-2.745.2.2022.JDo1

**Metoda wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT
w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością
przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów
Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie
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 metody RPM	3
4. Opis MWCR (art. 26 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego) – informacje podstawowe	4
4.1. Stosowana MWCR, zgodna z metodą o której mowa w art. 8 Kodeksu taryfowego	5
4.2. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w MWCR (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (i) Kodeksu taryfowego)	5
4.3. Indykatywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iii) Kodeksu taryfowego)	6
4.4. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 oraz szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iv) Kodeksu taryfowego)	7
4.5. Ocena metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z art. 7 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (v) Kodeksu taryfowego)	7
5. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (i), (iv) i (v) Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. b) Kodeksu taryfowego)	8
5.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (i) Kodeksu taryfowego)	8
5.2. Przychody z usług przesyłowych (art. 30 ust. 1 lit. b pkt iv Kodeksu taryfowego)	9
6. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d) Kodeksu taryfowego)	9
7. Opis systemu przesyłowego EuRoPol GAZ-u	9

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 za usługi przesyłania paliw gazowych świadczonych z wykorzystaniem sieci będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego **System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie**, zwanego dalej „EuRoPol GAZ”.

Operator wykonuje zadania operatorskie na sieci należącej do EuRoPol GAZ-u, na podstawie decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

Metoda ustalania cen referencyjnych dla własnej gazowej sieci przesyłowej Operatora 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 opublikowana¹ 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 metody RPM

Zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie RPM, wydanie decyzji dotyczącej RPM przez krajowy organ regulacyjny, 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.

Mając powyższe na uwadze okres obowiązywania niniejszej MWCR został ustalony na 2 lata tj. **od godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 06:00 dnia 1 stycznia 2025 r²**.

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

² 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”

Dwuletni okres obowiązywania MWCR jest taki sam jak metody dla sieci własnej Operatora, co zapewni ułatwi w przyszłości współpracę i integrację obu systemów. Za taką długością okresu obowiązywania MWCR przemawiają również obserwowane obecnie zmiany na rynku gazu, szybko zmieniający się i rozwijający rynek gazu w Polsce. Za przyjęciem takiego okresu przemawia również obecna nieprzewidywalność przyszłego wykorzystania przepustowości oferowanej w systemie przesyłowym EuRoPol GAZ-u, na co wielokrotnie zwraca uwagę ACER w swojej Analizie z 21 grudnia 2021 r.

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 MWCR (art. 26 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego) – informacje podstawowe

Zgodnie z § 6 ust. 1 rozporządzenia taryfowego³ 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 bazującej na czynniku kosztotwórczym planowanej zdolności przesyłowej oraz odległości, opisanej w art. 8 kodeksu taryfowego – odległości ważonej zdolnością tzw. CWD⁴. Kalkulowane są wyłącznie **opłaty stałe** odniesione do mocy umownej/zdolności przesyłowej (gr/kWh/h/h)⁵ dla wejść i wyjść z systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego grupy E.

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.

Operator nie planuje świadczenia usług nieprzesyłowych i w związku z tym MWCR nie uwzględnia zasad kalkulacji stawek dla usług nieprzesyłowych, o których mowa w art. 26 ust. 1 lit. c) pkt (ii) Kodeksu taryfowego.

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.

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

Zgodnie z artykułem 6 ust. 2 Kodeksu taryfowego, w wyniku zastosowanej metody otrzymuje się cenę referencyjną. Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 Kodeksu taryfowego cena referencyjna oznacza cenę za produkt z zakresu zdolności ciągłej o czasie trwania wynoszącym jeden rok, która obowiązuje w punktach wejścia i wyjścia oraz którą stosuje się do określania taryf przesyłowych (tj. opłat za świadczone usługi przesyłowe), opartych na zdolności.

Ceny bazowe (stawki opłat obliczone na bazie ceny referencyjnej) dla usług krótkoterminowych i przerywanych oblicza się zgodnie z art. 14 i art. 16 Kodeksu taryfowego, odpowiednio.

³ 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).

⁴ Ang. Capacity Weighted Distance.

⁵ Zgodnie z art. 10 NC CAM.

4.1. Stosowana MWCR, zgodna z metodą o której mowa w art. 8 Kodeksu taryfowego

Do kalkulacji cen referencyjnych będzie stosowana MWCR na podstawie odległości ważonej zdolnością, opisana w art. 8 Kodeksu taryfowego. W związku z wyborem tej MWCR nie będzie przedstawiane porównanie, o którym mowa w art. 26 ust. 1 lit. a pkt vi Kodeksu taryfowego.

MWCR dla lat 2020-2022 uwzględniała także prawa wynikające z tzw. kontraktów historycznych. W związku z wygasaniem ostatniego kontraktu z końcem 2022 r., nowa MWCR uwzględnia wymagania Kodeksu taryfowego, bez ww. modyfikacji.

Podział wejścia/wyjścia, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(2) Kodeksu taryfowego, zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. e Kodeksu taryfowego wynosi 50/50.

Przychód kalkulacyjny będzie dzielony na wejścia i wyjścia z systemu przesyłowego zgodnie z przyjętym podziałem wejścia/wyjścia. Następnie przychód jest alokowany do każdego punktu wejścia/wyjścia lub klastra punktów wejścia/wyjścia z wykorzystaniem wag kosztów (Wc) obliczonych z wykorzystaniem wzorów przedstawionych w art. 8 ust. 2 lit. b Kodeksu taryfowego.

Po podzieleniu przychodu zaalokowanego do poszczególnych punktów wejścia/wyjścia przez sumaryczną prognozowaną moc umowną oraz liczbę godzin w roku, uzyskuje się cenę referencyjną dla wejść/wyjść.

W MWCR uwzględnia się punkty połączeń międzysystemowych:

- Kondratki-wejście,
- Mallnow-wejście,
- PWP-wyjście,
- Mallnow-wyjście.

Punkty Kondratki-wejście i Mallnow-wyjście są wykorzystywane na potrzeby międzysystemowe (tranzyt), a punkty Mallnow-wejście i PWP-wyjście w celu przywozu paliwa gazowego do Polski.

4.2. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w MWCR (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (i) Kodeksu taryfowego)

MWCR opiera się na czynnikach kosztotwórczych planowanej zdolności przesyłowej oraz odległości pomiędzy punktami wejścia i wyjścia, dla danego scenariusza przepływu.

W MWCR są wykorzystane rzeczywiste odległości pomiędzy punktami, a w przypadku punktu wyjścia PWP została ustalona średnioważona odległość tego punktu od punktu Kondratki-Wejście i Mallnow-Wejście.

Punkt PWP jest wirtualnym punktem wyjścia z systemu przesyłowego należącego do EuRoPol GAZ-u do systemu Operatora, na który składają się 2 fizyczne punkty wyjścia: Lwówek (przepustowość techniczna - 2,46 GWh/h) i Włocławek (przepustowość techniczna - 9,11 GWh/h).

Wielkość prognozowanych zdolności przesyłowych przyjmowanych do kalkulacji cen referencyjnych dla roku taryfowego n+1 stanowiąc 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.

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

Tabela 1. Indykatywne zdolności przesyłowe i odległości dla 2023 r.

Punkty wyjścia		Punkty wejścia			
Nazwa	Moc umowna [kWh/h]	Kondratki		Mallnow	
		13 517 000		5 782 862	
Mallnow	13 517 000	683,9 km		-	
Lwówek	1 229 427	581,6 km	412,9 km*	102,3 km	271,0 km*
Włocławek	4 553 434	367,4 km		316,5 km	

* odległość średnioważona do punktu PWP.

Średnioważona odległość punktu PWP-wyjście od punktu Kondratki-wejście i Mallnow-wejście została obliczona w oparciu o rzeczywiste odległości (km) fizycznych punktów Lwówek i Włocławek (wchodzących w skład PWP) od punktu Kondratki-wejście oraz od punktu Mallnow-wejście, biorąc pod uwagę proporcję przepustowości technicznych dla tych fizycznych punktów.. Do kalkulacji stawek indykatywnych na 2023 r. prognozuje się zamówienia mocy na poziomie 50% przepustowości oferowanej w aukcjach rocznych na rok 2023.

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

Poniższa tabela przedstawia stawki opłat stosowane w 2022 r. oraz indykatywne ceny referencyjne dla 2023 r., skalkulowane zgodnie z niniejszą MWCR, dla punktów wejścia/wyjścia:

Tabela 2. Indykatywne ceny referencyjne.

Kalkulacja stawek	Taryfa 2022 [zł/MWh/d/d]	Stawki indykatywne dla 2023 r. [zł/MWh/d/d]	Zmiana
Kondratki-Wejście	1,4573	2,6816	84,0%
PWP-Wyjście	0,4825	1,4059	191,4%
Mallnow-Wyjście	1,4573	2,5959	78,1%
Mallnow-Wejście	1,4573	1,2056	-17,3%

4.4. Wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5 oraz szczegółowe dane dotyczące tych części składowych (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (iv) Kodeksu taryfowego)

W sieci EuRoPol GAZ-u nie ma punktów wewnątrzsystemowych i z tego powodu nie istnieje obowiązek wykonywania oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego (brak przychodów wewnątrzsystemowych).

Niemniej jednak, mając na uwadze zalecenie zawarte w Analizie ACER, poniższa tabela przedstawia ocenę alokacji kosztów, przy założeniu, że punkt PWP jest wykorzystywany na potrzeby wewnątrzsystemowe.

Tabela 3. Ocena alokacji kosztów.

OCENA ALOKACJI KOSZTÓW	Jedn.	Metoda CWD
Przychód dozwolony	tys. zł	757 187
Odległość - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci - Mallnow-wejście/PWP-wyjście	gr/kWh/h/h	270,96
Odległość - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Kondratki-wejście/Mallnow-wyjście	gr/kWh/h/h	683,9
Moce - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia)	kWh/h	11 565 723
Mallnow-wejście	kWh/h	5 782 862
PWP-wyjście	kWh/h	5 782 862
Moce - międzysystemowe wykorzystanie sieci (Wejścia+Wyjścia)	kWh/h	27 034 000
Kondratki-wejście	kWh/h	13 517 000
Mallnow-wyjście	kWh/h	13 517 000
Przychód - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci	tys. zł	132 291
Mallnow-wejście	tys. zł	61 071
PWP-wyjście	tys. zł	71 220
Przychód - międzysystemowe wykorzystanie sieci - Razem (Wejście + Wyjście)	tys. zł	624 896
Kondratki-wejście	tys. zł	317 522
Mallnow-wyjście	tys. zł	307 373
Wskaźnik - międzysystemowe wykorzystanie sieci	zł/kWh/h/km	0,034
Wskaźnik - wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci	zł/kWh/h/km	0,042
INDEKS	%	22,1%

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

W związku z tym, że do kalkulacji cen referencyjnych będzie stosowana MWCR na podstawie odległości ważonej zdolnością, opisana w art. 8 Kodeksu taryfowego – metoda wzorcowa, nie jest przedstawiana szczegółowa analiza dotycząca spełniania przez te metodę postanowień art. 7 Kodeksu taryfowego.

Należy jednocześnie podkreślić, że uproszczony model taryfowy zamieszczony na stronie internetowej Operatora⁶ umożliwi użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń indykatorywnych

⁶ <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-sgt/taryfa-sgt/nc-tar.html>

cen referencyjnych i ich prognozę. Trafność tej prognozy jest ograniczona przez niepewność szacunków dotyczących zmian przychodu dozwolonego oraz zamówień przepustowości wynikających z aktualnej sytuacji na europejskim rynku gazu. Szczegółowa weryfikacja przychodu dozwolonego oraz prognoz przepustowości jest dokonywana corocznie w postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych.

Ponadto, przyjęta MWCR 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.

W związku z brakiem odbiorców końcowych przyłączonych do sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u nie występuje ryzyko alokacji do tych odbiorców końcowych zwiększonych kosztów wynikających z braku zamówień zdolności przez użytkowników korzystających z usług międzysystemowych (ryzyko wolumenowe).

Ze względu na to, że dla sieci należącej do EuRoPol GAZ-u odległość jest istotnym czynnikiem kosztotwórczym (tranzytowy charakter sieci – 82,5% przodów indykatywnych), w obecnej konfiguracji tej sieci metoda CWD jest metodą optymalną. Zastosowanie metody znaczka pocztowego w obecnej konfiguracji wynikającej z dotychczasowego przeznaczenia tej sieci jest nieuzasadnione, ponadto skutkowałoby ponad 70% wzrostem opłat dla użytkowników importujących paliwo gazowe do Polski (Mallnow-wejście/PWP-wyjście).

5. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (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 taryfowego 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).

W związku z tym, że Kodeks taryfowy nie obejmuje szczegółowych zasad ustalania przychodu regulowanego, kwestia ta będzie wyjaśniana szczegółowo w postępowaniach w sprawie zatwierdzenia kolejnych taryf.

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

Indykacyjny przychód dozwolony dla sieci należącej do EuRoPol GAZ-u wynosi ogółem 757 187 tys. zł.

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

Tabela 4. Model taryfowy – kalkulacja cen referencyjnych.

Sieć przesyłowa gazu ziemnego	Jedn.	2022	2023
		wniosek taryfowy	dane indykatywne
Indykacyjny przychód kalkulacyjny	tys. zł	971 733	757 187
Prognoza mocy umownych			
Kondratki-Wejście	MWh/rok	343 514 019	118 408 920
Mallnow-Wejście	MWh/rok	0	50 657 867
Mallnow-Wyjście	MWh/rok	313 274 019	118 408 920
PWP - Wyjście (z kierunku Kondratki)	MWh/rok	30 240 000	0
PWP - Wyjście (z kierunku Mallnow)	MWh/rok	0	50 657 867
Odległości			
Kondratki-Włocławek	km	367,4	367,4
Kondratki-Lwówek	km	581,6	581,6
Kondratki-Mallnow	km	683,9	683,9
Mallnow-Włocławek	km	-	316,5
Mallnow-Lwówek	km	-	102,3
Kondratki-PWP (średnioważona)	km	455,2	412,9
Mallnow-PWP (średnioważona)	km	-	271,0
Ceny referencyjne/Stawki opłat przesyłowych			
Kondratki-Wejście	zł/MWh/dobę	1,4573	2,6816
PWP-wyjście	zł/MWh/dobę	0,4825	1,4059
Mallnow-Wyjście	zł/MWh/dobę	1,4573	2,5959
Mallnow-Wejście	zł/MWh/dobę	1,4573	1,2056
Podział przychodów WE/WY	%	51,52/48,48	50/50

7. Opis systemu przesyłowego EuRoPol GAZ-u.

System Gazociągów Tranzytowych (dalej: SGT) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jest częścią mierzącego około 4 000 km gazociągu biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej.

Gazociąg przesyłowy przebiega na terenie Polski równoleżnikowo, ze wschodu na zachód od granicy polsko-białoruskiej w rejonie wsi Kondratki do granicy polsko-niemieckiej w rejonie miejscowości Górzycy.

Trasa gazociągu przebiega przez następujące jednostki administracyjne kraju:

- 5 województw (podlaskie, mazowieckie, kujawsko-pomorskie, wielkopolskie i lubuskie)
- 27 powiatów
- 69 gmin.

Podstawowe dane techniczne polskiego odcinka gazociągu tranzytowego:

- ciśnienie robocze - 8,4 MPa
- długość - 683,9 km
- średnica gazociągu - DN1400
- 1 fizyczny punkt wejścia - Kondratki
- 3 fizyczne punkty wyjścia - Mallnow, PWP (na który składają się dwa punkty o fizycznej lokalizacji: Lwówek, Włocławek)
- 5 tłocznii gazu o łącznej mocy 400 MW - TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły

Kwestia rozwoju sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u jest przedstawiona w planie rozwoju opracowanym przez Operatora. Planowane dotychczas zadania inwestycyjne mają na celu utrzymanie pełnej sprawności technicznej i niezawodności pracy SGT. Operator zakłada także poprawę integracji sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u z siecią własną.

Poniżej przedstawiono uproszczony schemat sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u.

