



PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

DRG.DRG-2.745.3.2019.JDo1

Warszawa, dnia 29 marca 2019 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 2018 r. 2096, 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 2018 r. poz. 755, z późn. zm.),

po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego wszczętego z urzędu
w dniu 18 stycznia 2019 r., wobec

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

uzupełnionego przez Operatora pismami z dnia: 21 stycznia 2019 r. znak: 2019-11810
PF.3113.1.2019.1, 5 lutego 2019 r. znak: 2019-20341 PF.3113.5.2018.16 oraz z 6 marca 2019 r.
znak: 2019-38329 PF.3113.5.2018.30

postanawiam

- I. zatwierdzić Metodę 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.**, 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: „metodą RPM” lub „RPM”)¹, 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,

¹ Ang. *Reference price methodology*.

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 28 sierpnia do 31 października 2018 r. przeprowadził ww. konsultacje w zakresie sieci przesyłowej należącej do EuRoPol GAZ. W ramach konsultacji nie wpłynęły uwagi użytkowników systemu przesyłowego.

Stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 Kodeksu taryfowego w dniu 13 grudnia 2018 r. ACER opublikowała oraz przesłała Operatorowi wnioski z analizy dokumentu konsultacyjnego, przeprowadzonej zgodnie z ust. 2 ww. przepisu. Wnioski ACER obejmowały uwagi do dokumentu

konsultacyjnego oraz zalecenia dla Organu Regulacyjnego do uwzględnienia w ostatecznej decyzji dotyczącej metody RPM, tj.:

- a) dokonania oceny modyfikacji zastosowanych w proponowanej metodzie RPM w zakresie ich zgodności z zasadami określonymi w Kodeksie taryfowym i w przypadku, gdyby okazały się one niezgodne z tymi zasadami ACER zalecała Organowi Regulacyjnemu przyjęcie prostszej i bardziej transparentnej metody opartej na odległości, w celu osiągnięcia wymaganego kompromisu pomiędzy zasadami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego i pożądanymi celami polityki regulacyjnej,
- b) przedstawienia szczegółowego opisu wszystkich etapów metody RPM oraz wyczerpującego wyjaśnienia w jaki sposób cele metody odnoszą się do proponowanych modyfikacji, które w ocenie ACER nie mieściły się w zakresie dostosowań określonych w art. 6 ust. 4 Kodeksu taryfowego,
- c) przedstawienia bardziej szczegółowego uzasadnienia dotyczącego zgodności proponowanej metody RPM z kryteriami określonymi w art. 7 Kodeksu taryfowego, uwzględniając ocenę spójności proponowanych modyfikacji z zasadą odzwierciedlania kosztów oraz unikania nadmiernego subsydiowania skrośnego,
- d) określenia kryteriów zastosowanych do wyznaczenia podziału wejścia/wyjścia; w ocenie ACER nie było jasne czy proponowany podział jest parametrem wejściowym czy też wyjściowym w proponowanej metodzie, w związku z tym, że wydawał się być zależny od wielkości zdolności zarezerwowanej w poszczególnych punktach systemu przesyłowego i w konsekwencji uniemożliwiał użytkownikom systemu dokonanie właściwej prognozy cen referencyjnych w przyszłości,
- e) określenia okresu, na który proponowana metoda RPM oraz parametry są ustalane lub przedstawienia kryteriów, które spowodują rozpoczęcie nowego procesu konsultacji,
- f) opublikowania uproszczonego modelu taryfowego umożliwiającego użytkownikom sieci zmianę założeń dotyczących rezerwacji zdolności w poszczególnych punktach systemu oraz uszczegółowienia wyjaśnień dotyczących zasad ustalania podziału wejścia/wyjścia i jego wpływu na ceny referencyjne.

Ponadto, w swojej opinii ACER stwierdziła, że dokument konsultacyjny jest niekompletny ponieważ brakuje w nim kluczowych aspektów opisu metody RPM, wskazanych w pkt b)-f) powyżej. W związku z brakiem spójnej oceny proponowanej metody RPM, ACER stwierdziła, że dokument konsultacyjny nie spełnia określonych w art. 7 Kodeksu taryfowego, w szczególności:

- a) proponowane modyfikacje sprawiają, że rola czynników kosztotwórczych (zdolności i odległości) jest niejasna, co ogranicza możliwość ACER dokonania oceny odzwierciedlania kosztów przez metodę RPM, jak również istnienia subsydiowania skrośnego i zakłócania obrotu transgranicznego,
- b) ryzyko wolumenowe nie musi być przedmiotem analizy, ponieważ nie ma odbiorców końcowych przyłączonych do sieci należącej do EuRoPol GAZ-u i tym samym nie występuje sytuacja, w której znacznie większa ilość gazu jest transportowana niż zużywana,
- c) możliwość przewidywania przez użytkowników sieci cen referencyjnych jest utrudniona przez brak przejrzystości w opisie proponowanej metody RPM w zakresie okresu, w którym metoda będzie stosowana, oraz w sposobie ustalania podziału wejścia/wyjścia po roku 2020,

- d) w ocenie ACER przyjęcie ceny referencyjnej na punkcie Mallnow-wejście na tym samym poziomie co Mallnow-wyjście jest niezgodne z wymaganiami Kodeksu taryfowego i może potencjalnie skutkować utrudnieniami w obrocie transgranicznym, w szczególności dla gazu wprowadzanego w punkcie Mallnow (Niemcy) i wychodzącego w PWP (Polska), w związku z czym rekomendowane było uwzględnienie punktu Mallnow-wejście w scenariuszu przepływu, w przypadku gdyby zastosowane dostosowania w tym punkcie były niezgodne z wymaganiami Kodeksu taryfowego.

W podsumowaniu swojego raportu ACER odniosła się do konfiguracji polskiej sieci przesyłowej, która jest podzielona na dwa systemy wejścia/wyjścia: sieć krajową oraz gazociąg należący do EuRoPol GAZ-u. Skutkiem tego dostawy gazu na Polski rynek przez gazociąg EuRoPol GAZ-u są droższe niż przez inne wejścia do sieci krajowej. Różnica jest określona przez dwie dodatkowe stawki wynikające z taryfy dla gazociągu EuRoPol GAZ:

- od gazu wprowadzonego do sieci krajowej pobierana jest jednakowa stawka na punktach wejścia wynikająca z taryfy Operatora (3,517 PLN/MWh/h)² dla jego własnej sieci,
- od gazu wprowadzanego do sieci krajowej przez gazociąg EuRoPol GAZ-u pobierana jest stawka za wejście do tego gazociągu na granicy z Białorusią (1,3885 PLN/MWh/h) oraz stawka za wyjście do Polski (0,4597 PLN/MWh/h). Łącznie stawki te wynoszą 1,8482 PLN/MWh/h i należy do nich dodać stawkę za wejście do sieci krajowej. Dodatkowa opłata za dostarczanie gazu na Polski rynek przez gazociąg EuRoPol GAZ-u stanowi nadwyżkę w wysokości 52% w porównaniu do standardowych opłat wejściowych pobieranych przy wprowadzaniu gazu bezpośrednio do sieci krajowej.

W związku z powyższym ACER rekomendowała organowi regulacyjnemu oszacowanie kosztów i korzyści wynikających z połączenia tych dwóch systemów wejścia/wyjścia.

Zgodnie z art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego, procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie metody RPM, 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, musi zostać zakończona najpóźniej **do dnia 31 maja 2019 r.** Procedura ta 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 (tj. do dnia 31 marca 2019 r.) jest obowiązany 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 18 stycznia 2019 r. Prezes URE zawiadomił Operatora o wszczęciu z urzędu postępowania w sprawie zatwierdzenia metody RPM, 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. W tym samym dniu do EuRoPol GAZ-u została skierowana informacja o wszczęciu ww.

² Indykatywna stawka na wejściu wynikająca z dokumentu konsultacyjnego dotyczącego sieci Operatora przy założeniu podziału wejście/wyjście w wysokości 50/50. W ostatecznej wersji metody RPM dla sieci Operatora przyjęty został podział wejścia/wyjścia równy 45/55, skutkujący zmianą indykatywnych stawek opłat.

postępowania wobec Operatora, wskazująca na konieczność bezpośredniej współpracy z Operatorem w tym zakresie celem realizacji obowiązków wynikających z Kodeksu taryfowego. Na gruncie formalnym podstawą do takiej współpracy jest art. 9h ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że właściciel sieci przesyłowej (...) jest obowiązany udostępnić operatorowi, wyznaczonemu zgodnie z ust. 1 lub 9, informacje oraz dokumenty niezbędne do realizacji zadań operatora oraz współdziałać z tym operatorem. Do takich zadań Operatora należy w szczególności obowiązek opracowania metody RPM.

Jednocześnie Operator został wezwany do przedłożenia, w terminie 7 dni od doręczenia zawiadomienia, następujących wyjaśnień i uzupełnień w zakresie w zakresie RPM:

- a) przedłożenia wyjaśnień Operatora dotyczących wniosków zawartych w analizie ACER³,
- b) przedstawienia wyjaśnień dotyczących nieuwzględnienia w metodzie faktu pokrywania przez przychód regulowany/dozwolony przychodów z tytułu świadczenia usług na dodatkowe zlecenie odbiorcy oraz przychodów z tytułu opłat za przekroczenia mocy umownych, stosownie do § 10 ust. 1 pkt 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 2018 r. poz. 640), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”,
- c) przedłożenia wyjaśnień w zakresie aktualnie stosowanej metody alokacji kosztów oraz porównania jej do metody odległości ważonej przepustowością (CWD⁴),
- d) przedłożenia uzasadnienia dla utworzenia punktu wirtualnego PWP,
- e) przedłożenia wyjaśnień dotyczących sposobu ustalania wielkości mocy umownych przyjmowanych do kalkulacji taryfy oraz nieuwzględniania w tej kalkulacji mocy krótkoterminowych,
- f) przedstawienia opisu usług świadczonych przez Operatora i EuRoPol GAZ na sieci przesyłowej będącej własnością EuRoPol GAZ-u oraz zasad wzajemnych rozliczeń,
- g) przedłożenia opisu konta regulacyjnego oraz zasad jego uzgadniania w okresie obowiązywania metody, stosownie postanowień art. 17, 18, 19 i 20 Kodeksu taryfowego.

Pismem z dnia 21 stycznia 2019 r. Operator wystąpił z wnioskiem o wydłużenie 7-dniowego terminu na udzielenie odpowiedzi na ww. wezwanie do dnia 5 lutego 2019 r., uzasadniając swoją prośbę zakresem danych koniecznych do przygotowania. Prezes URE w piśmie z dnia 28 stycznia 2019 r. przychylił się do wniosku Operatora.

W dniu 5 lutego 2019 r. wpłynęła odpowiedź, w której Operator przedstawił własne wyjaśnienia w zakresie pkt d, f (w części dotyczącej usług świadczonych przez Operatora) oraz pkt g, natomiast w pozostałym załączył wyjaśnienia uzyskane od EuRoPol GAZ-u:

- a) EuRoPol GAZ podkreślił, że ewentualne odstępstwa od wzorcowej metody CWD są prawnie dozwolone, w związku z czym może być zaproponowana każda inna metoda RPM o ile spełnia ona warunki określone w art. 7 Kodeksu taryfowego i dlatego nie podzielił zastrzeżeń ACER przedstawionych w pkt 4.1.1(21) opinii, że „proponowane modyfikacje nie wiążą się z jakimikolwiek korektami przewidzianymi w art. 6 (4) NC TAR”. Wskazał na przepis art. 6 ust. 4

³ https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

⁴ Ang. *Capacity weighted distance* - metoda określona w art. 8 Kodeksu taryfowego.

lit. a) Kodeksu taryfowego, który umożliwia dokonanie dostosowania metody RPM stosowanej do wszystkich punktów wyjścia i punktów wejścia w oparciu o analizę porównawczą przeprowadzoną przez krajowy organ regulacyjny, przy czym ceny referencyjne w danym punkcie wejścia lub punkcie wyjścia mają być tak dostosowane, aby otrzymane wartości odpowiadały konkurencyjnemu poziomowi cen referencyjnych. Podkreślił, że w proponowanej metodzie RPM zakłada się zrównanie cen referencyjnych na wejściach do systemu (tj. w punktach Kondratki i Mallnow) dokonane poprzez korektę podziału wejście/wyjście (50/50). W ujęciu matematycznym korektę tę opisują wzory:

$$\text{Ratio}_{\text{En}} = W_{\text{c Mallnow}} * \text{CAP}_{\text{Kondratki}} / (2 * \text{CAP}_{\text{Mallnow}})$$

$$\text{Ratio}_{\text{Ex}} = 100\% - \text{Ratio}_{\text{En}}$$

gdzie:

Ratio_{En} – udział przychodów na wejściu [%],

Ratio_{Ex} – udział przychodów na wyjściu [%],

$W_{\text{c Mallnow}}$ – waga kosztów dla punktu wyjścia Mallnow przed korektą,

$\text{CAP}_{\text{Kondratki}}$ – zdolność zakontraktowana w punkcie wejścia Kondratki,

$\text{CAP}_{\text{Mallnow}}$ – zdolność zakontraktowana w punkcie wyjścia Mallnow.

b) jeżeli chodzi o proponowaną modyfikację wag kosztów alokowanych do poszczególnych punktów wejścia/wyjścia to, zdaniem EuRoPol GAZ-u, miała ona na celu ujednoczenie dla każdego odbiorcy łącznej opłaty za wejście i wyjście do systemu przesyłowego przeliczonej na jednostkę zakontraktowanej zdolności przesyłowej oraz na jednostkę odległości między odpowiednimi punktami wejścia i wyjścia (wyrażonej w PLN/MWh/100 km). Takie podejście miało na celu wyeliminowanie dyskryminacji odbiorcy korzystającego z usług przesyłania gazu na krótszym dystansie. Powyższą korektę wag opisuje wzór:

$$W'_{\text{c,Ex}} = W_{\text{c,Ex}} - (\text{CAP}_{\text{Ex}} / \text{CAP}_{\Sigma\text{Ex}} - W_{\text{c,Ex}}) \times R_{\Sigma\text{En}} / R_{\Sigma\text{Ex}}$$

gdzie:

$W'_{\text{c,Ex}}$ – skorygowana waga kosztów dla danego punktu wyjścia (PWP lub Mallnow),

$W_{\text{c,Ex}}$ – waga kosztów dla danego punktu wyjścia,

CAP_{Ex} – zdolność zakontraktowana w danym punkcie wyjścia,

$\text{CAP}_{\Sigma\text{Ex}}$ – zdolność zakontraktowana we wszystkich punktach wyjścia,

$R_{\Sigma\text{En}}$ – przychody odzyskiwane w punktach wejścia,

$R_{\Sigma\text{Ex}}$ – przychody odzyskiwane w punktach wyjścia.

c) EuRoPol GAZ nie podzielił zastrzeżeń ACER dotyczących wyłączenia punktu wejścia Mallnow z metody RPM, gdyż jego zdaniem było ono skutkiem założenia, że indykatoryna moc zakontraktowana w tym punkcie wynosi zero. Należy bowiem zauważyć, że zgodnie z przyjętym scenariuszem przepływu gazu w gazociągu EuRoPol GAZ-u, w proponowanej RPM nie przewiduje się w tym punkcie wejścia do systemu świadczenia usług przesyłowych, dla których cena referencyjna jest ceną za produkt z zakresu zdolności ciągłej o czasie trwania wynoszącym jeden rok (zgodnie z definicją ceny referencyjnej wg NC TAR). Natomiast w indykatorywnej

prognozie w punkcie wejścia Mallnow zakłada się uzyskiwanie przychodów za usługi oparte na zdolności świadczonej na zasadzie rewersu wirtualnego - dla których zgodnie z obowiązującymi przepisami krajowymi cena bazowa stanowi 20% ceny referencyjnej,

- d) odnośnie braku wystarczającego opisu metody RPM EuRoPol GAZ wskazał, że w trakcie konsultacji, na życzenie ACER, przekazał do Operatora wyjaśnienia do dokumentu konsultacyjnego wraz z kompletnym obliczeniem cen referencyjnych zgodnie z proponowaną metodą, w tym wzory opisujące modyfikacje metody CWD, co znalazło swoje potwierdzenie w pkt 4.1.1. wiersz 20 opinii ACER; przekazany został również zaktualizowany uproszczony model taryfowy,
- e) w zakresie uwagi ACER dotyczącej wyższych kosztów (52%) związanych z dostarczaniem gazu na Polski rynek przez gazociąg EuRoPol GAZ-u w porównaniu do standardowych opłat wejściowych pobieranych przy wprowadzaniu gazu bezpośrednio do sieci krajowej EuRoPol GAZ wskazał, że opłaty za korzystanie z gazociągu będącego jego własnością nie stanowią nieuzasadnionego „narzutu” lecz pokrywają koszty uzasadnione ponoszone na utrzymanie i eksploatację sieci przesyłowej i wynikają z taryf skalkulowanych przy założeniu jednolitej opłaty na jednostkę zakontraktowanej zdolności i jednostkę odległości dla każdego użytkownika (PLN/MWh/100km),
- f) odnośnie uwzględnienia w kalkulacji taryfy przychodów z usług dodatkowych, o których mowa w § 10 rozporządzenia taryfowego, EuRoPol GAZ oświadczył, że nie osiąga takich przychodów, a jedyną usługą świadczoną sporadycznie jest usługa podniesienia ciśnienia, której świadczenie jest uzależnione od ciśnienia gazu dostarczanego do punktu wejścia i w 2018 r. nie osiągnął przychodów z tego tytułu oraz że nie dysponuje informacjami dotyczącymi przekroczeń mocy,
- g) EuRoPol GAZ przedstawił wyjaśnienia dotyczące aktualnie stosowanej metody RPM, sposobu określania wielkości mocy umownych przyjmowanych do kalkulacji taryfy (coroczne aneksy do zawartych umów) i sposobu rozliczeń z Operatorem, natomiast w zakresie konta regulacyjnego odwołał się do wiedzy eksperckiej Operatora,
- h) Operator wyjaśnił, że Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP) został utworzony w 2013 r. poprzez połączenie dwóch fizycznych punktów (Włocławek i Lwówek) łączących krajowy system przesyłowy z systemem przesyłowym EuRoPol GAZ-u, co wynikało głównie z implementacji europejskich regulacji dotyczących zasad alokacji zdolności⁵. Ponadto utworzenie tego punktu upraszczało korzystanie z systemu przesyłowego przez użytkowników sieci dzięki uczestnictwu w jednej aukcji zamiast w dwóch i w konsekwencji składaniu jednej nominacji/renomnacji. Istotne było również zniwelowanie występowania ograniczeń technicznych z uwagi np. na prowadzone prace remontowe czy konserwacyjne na jednym z punktów fizycznych,
- i) Operator poinformował, że świadczy usługi na rzecz EuRoPol GAZ-u w oparciu o 2 umowy:
 - umowę na wykonanie obsługi eksploatacyjnej części liniowej Systemu Gazociągów Tranzytowych z dnia 29 stycznia 2019 r. oraz

⁵ Zgodnie z art. 19 pkt 9 rozporządzenia Komisji (UE) nr 984/2013 z dnia 14 października 2013 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniającego rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (Dz. Urz. UE. L 273 z 15.10.2013 r. s. 5) – dalej „rozporządzenie 984”, jeżeli co najmniej dwa punkty połączeń międzysystemowych łączą te same dwa sąsiadujące systemy wejścia/wyjścia, właściwi operatorzy sąsiadujących systemów przesyłowych oferują dostępne zdolności w punktach połączeń międzysystemowych poprzez jeden wirtualny punkt.

- umowę o powierzeniu obowiązków Operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał - Europa z dnia 25 października 2010 roku, na podstawie której Operator zajmuje się również obsługą handlową użytkowników systemu korzystających z usług przesyłania (niewykorzystanych przez tzw. kontrakty historyczne) w kierunku zwrotnym i podstawowym oraz dokonuje rozliczeń (w tym z tytułu usługi rewersu wirtualnego),
- j) w zakresie konta regulacyjnego Operator wskazał na istnienie kilku możliwych rozwiązań oraz zgłosił gotowość współpracy z Regulatorem w tym zakresie, podkreślił również, że w ramach prac nad zmianą rozporządzenia taryfowego zaproponował, żeby saldo konta regulacyjnego po raz pierwszy było rozliczane przy ustalaniu przychodu regulowanego na 2021 r.

Po analizie materiału dowodowego zgromadzonego w toku postępowania, w tym ww. informacji, w dniu 22 lutego 2019 r. do Operatora zostało skierowane kolejne wezwanie do przedłożenia wyjaśnień i uzupełnień w zakresie metody RPM dla sieci przesyłowej będącej własnością EuRoPol GAZ-u:

- a) przedłożenia projektu metody RPM na okres od dnia 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r., obejmującej elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego oraz uwzględniającej wnioski zawarte w analizie ACER, w układzie zgodnym z załączonym wzorem, z zastrzeżeniem, że w ww. projekcie powinny znajdować się wyłącznie informacje, które nie stanowią tajemnicy przedsiębiorstwa,
- b) przedłożenia opisu systemu przesyłowego gazu będącego własnością EuRoPol GAZ-u, w formie załącznika do tej metody, uwzględniającego uproszczony schemat tego systemu,
- c) przedłożenia informacji dotyczącej parametrów jakie powinien spełniać gaz wprowadzony do sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u oraz ewentualnych opłat pobieranych w przypadku ich niespełnienia w 2017 i 2018 r.,
- d) wyjaśnienia, w jaki sposób są alokowane zdolności na poszczególnych punktach systemu przesyłowego EuRoPol GAZ-u, a w przypadku korzystania z platformy GSA⁶ przedłożenia również informacji o kosztach z tego tytułu poniesionych w 2017 i 2018 r.,
- e) uzupełnienia informacji dotyczących mocy technicznych i umownych dla poszczególnych miesięcy 2017 i 2018 r.,
- f) rozważenia zmiany proponowanej metody RPM (zmodyfikowana metoda CWD) na metodę stosowaną w kalkulacji dotychczas zatwierdzonych taryf, mając na uwadze spełnienie wymagań określonych w art. 7 Kodeksu taryfowego oraz zaleceń wyrażonych w opinii ACER sugerujących m.in. przyjęcie uproszczonej metody alokacji przychodów;
W wezwaniu zwrócono uwagę, że w dotychczasowej metodzie podział przychodów na wejścia/wyjścia był wynikowy, przy założeniu warunku jednolitego poziomu jednostkowego kosztu transportu gazu odniesionego do mocy i odległości (zł/MWh/100 km) dla głównych użytkowników sieci, co nie wymagało dostosowywania cen referencyjnych, które kwestionował ACER jako niezgodne z Kodeksem taryfowym. Wskazano również na rekomendację zamieszczoną na stronie 2 analizy dokumentu konsultacyjnego wykonanej przez ACER: „...żeby przyjąć prostszą i bardziej transparentną metodę bazującą na odległości w celu osiągnięcia

⁶ Gaz-System Aukcje - platforma informatyczna powstała w lipcu 2014 r. w związku z wymogami rozporządzenia 984 (por. przypis nr 5)

kompromisu pomiędzy zasadami określonymi w art. 7 NC TAR oraz pożądanymi celami polityki regulacyjnej”.

g) uzupełnienia wyjaśnień dotyczących usług wirtualnego przesyłania zwrotnego (rewers) w zakresie:

- przedłożenia informacji dotyczącej przychodów osiągniętych ze świadczenia tych usług oraz mocy zamówionych na wejściu Mallnow oraz wyjściu PWP w 2017 i 2018 r.,
- wyjaśnienia, mając na uwadze definicję wirtualnego przesyłania zwrotnego zawartą w § 2 pkt 24 rozporządzenia taryfowego oraz postanowienia § 14 tego rozporządzenia, czy w przypadku świadczenia tej usługi Operator stosuje współczynnik 0,2 zarówno do stawki wejściowej w punkcie Mallnow jak i wyjściowej w punkcie PWP,
- przedstawienia analizy kosztów jednostkowych transportu gazu w ramach rewersu (zł/MWh/100 km) i porównania ich z kosztami dla kierunku podstawowego,

h) uzupełnienia wyjaśnień dotyczących niestosowania współczynników korekcyjnych dla krótkoterminowych usług przesyłania gazu świadczonych siecią EuRoPol GAZ-u, przedstawionych w piśmie z dnia 8 lutego 2019 r. znak: 2019-22467 PF.3113.5.2018.19, mając na uwadze obowiązujące przepisy prawa,

i) przedłożenia analizy świadczonych przez Operatora usług przesyłowych i nieprzesyłowych, mając na uwadze ich definicje zawarte w art. 3 pkt 12 i 15 Kodeksu taryfowego, oraz usług świadczonych w ramach działalności nieregulowanej i stosownego uzupełnienia projektu metody RPM.

Ponadto, EuRoPol GAZ został wzywany do przedłożenia kalkulacji stawek dla świadczonych usług nieprzesyłowych (m.in. sprężania gazu), stosownie do wymagań określonych w art. 4 ust. 4 Kodeksu taryfowego,

j) uwzględnienia w metodzie RPM faktu pokrywania przez przychód regulowany/dozwolony przychodów z tytułu świadczenia usług na dodatkowe zlecenie odbiorcy, przychodów z tytułu opłat za przekroczenia mocy umownych oraz za bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, stosownie do § 10 ust. 1 pkt 2, 3 i 5 oraz ust. 3 rozporządzenia taryfowego,

k) przedłożenia obliczeń zakresu zmienności podziału wejście/wyjście dla okresu obowiązywania metody RPM, uzależnionego od zmienności mocy umownych, dla dwóch wariantów:

- z uwzględnieniem przychodów z usług rewersowych,
- bez uwzględniania ww. przychodów,

l) przedłożenia modelu taryfowego, o którym mowa w art. 30 ust. 2 lit. b) Kodeksu taryfowego, spełniającego wymagania ACER (w formie pliku xls),

m) przedłożenia oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, traktując przesyłanie gazu przez punkt PWP jako wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci przesyłowej.

W dniu 6 marca 2019 r. wpłynęła odpowiedź Operatora na wezwanie, do której został załączony projekt metody RPM dla sieci przesyłowej będącej własnością EuRoPol GAZ-u na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r. Ponadto, Operator:

a) przedłożył opis systemu przesyłowego EuRoPol GAZ-u, łącznie z uproszczonym schematem,

- b) przedłożył wykaz parametrów, które powinien spełniać gaz wchodzący od sieci oraz oświadczył, że w latach 2017 i 2018 nie pobierał opłat z tytułu niedotrzymania paramentów jakościowych przesyłanego paliwa siecią EuRoPol GAZ-u,
- c) w zakresie alokacji zdolności Operator wskazał, że zdolność otrzymana na mocy umowy o powierzenie wykonywania obowiązków operatora w zakresie produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych i dobowych w ramach dostępnej zdolność na zasadach ciągłych i przerywanych, a także produktów śróddziennych w ramach dostępnej zdolność na zasadach ciągłych w fizycznych punktach wejścia i fizycznych punktach wyjścia, oraz PWP następuje w ramach procedury aukcyjnej (zgodnie z pkt. 8.6 IRiESP EuRoPol GAZ-u zatwierdzonego przez Prezesa URE), z uwagi na fakt, że wszystkie te punkty są traktowane jako punkty połączeń międzysystemowych.
Alokacja zdolności, której dysponentem jest EuRoPol GAZ następuje w oparciu o postanowienia tzw. kontraktów historycznych, jednak Operator nie posiada szczegółowej wiedzy na ten temat.
- d) przedłożył informacje dotyczące mocy technicznych i umownych dotyczących sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u,
- e) uwzględnił zmianę metody RPM ze zmodyfikowanej metody CWD, przyjętej w dokumencie konsultacyjnym, na metodę opartą na mocach zakontraktowanych i odległościach stosowaną w kalkulacji dotychczas zatwierdzanych taryf,
- f) przedłożył informacje dotyczące przychodów na punkcie wejścia Mallnow i w tym zakresie wyjścia PWP osiągniętych ze świadczenia usług wirtualnego przesyłania zwrotnego w 2017 i 2018 r. oraz wyjaśnienie, że współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80%) stosuje się zarówno do stawki dla wejścia Mallnow, jak i wyjścia PWP w zakresie wykorzystania wejścia Mallnow,
- g) uzupełnił wyjaśnienia dotyczące niestosowania współczynników korekcyjnych dla krótkoterminowych usług przesyłania gazu świadczonych siecią EuRoPol GAZ-u, przedstawionych w piśmie z dnia 8 lutego 2019 r. znak: 2019-22467 PF.3113.5.2018.19:
- zgodnie z art. 8 pkt. 7a NC CAM zdolność wynosząca co najmniej 10 % istniejącej zdolności technicznej w każdym punkcie połączenia międzysystemowego jest oferowana nie wcześniej niż w czasie corocznej aukcji zdolności kwartalnej, przeprowadzanej zgodnie z kalendarzem aukcji podczas roku gazowego poprzedzającego początek odpowiedniego roku gazowego. Na podstawie umowy o powierzenie obowiązków operatora, Operator może zaoferować jedynie 4% zdolność technicznej sieci EuRoPol GAZ-u w kierunku podstawowym (Kondratki – Mallnow), co oznacza, że całą zdolność, którą dysponuje, może udostępnić jedynie w ramach produktów krótkoterminowych. Użytkownik sieci przystępujący do procedury aukcyjnej na punkcie wejścia Kondratki i na punkcie wyjścia Mallnow nie miał więc możliwości nabywania mocy umownej na zasadach długoterminowych. Dlatego Operator przyjął dla rozliczeń zasadę, zgodnie z którą użytkownik nabywający 4 następujące po sobie produkty kwartalne (łącznie 12-miesiący) w czasie trwania tej samej procedury aukcyjnej będzie rozliczany na zasadach przewidzianych dla produktów rocznych – czyli bez zastosowania współczynników korekcyjnych dla umów krótkoterminowych;
 - w zakresie rozliczania usługi rewersu wirtualnego EuRoPol GAZ wskazał, że z uwagi na postępowania odwoławcze od decyzji Prezesa URE zatwierdzających taryfy na lata 2018 i 2019, aktualnie jest stosowana taryfa z roku 2017 (tj. taryfa zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 16 grudnia 2016 r. nr RG.DRG-2.4212.57.2016.IRŚ zmieniona decyzją z dnia 29 września 2017 r.

nr DRG.DRG-2.4212.53.2017.IRŚ), która nie przewiduje stosowania współczynników korekcyjnych dla usług krótkoterminowych wirtualnego przesyłania zwrotnego,

- h) wyjaśnił, że na sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u nie są świadczone usługi nieprzesyłowe,
- i) odnosząc się do kwestii uwzględnienia w metodzie RPM faktu pokrywania przez przychód regulowany/dozwolony przychodów z tytułu świadczenia usług na dodatkowe zlecenie odbiorcy, przychodów z tytułu opłat za przekroczenia mocy umownych oraz za bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, Operator zwrócił uwagę, iż zgodnie z art. 26 Kodeksu taryfowego, okresowe konsultacje opisują metodologię kalkulacji cen referencyjnych. W jego ocenie przepisy te nie odnoszą się do sposobu kalkulacji przychodu regulowanego oraz poszczególnych elementów składających się na łączną kwotę tego przychodu, tylko traktują o sposobie jego podziału pomiędzy punkty systemu przesyłowego,
- j) EuRoPol GAZ nie przedłożył oceny alokacji kosztów, o której mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, wyjaśniając, że punkt PWP jest punktem połączenia międzysystemowego - zgodnie z definicją zawartą w art. 3 rozporządzenia 459⁷. Tym samym w sieci EuRoPol GAZ-u nie ma punktów wewnątrzsystemowych i nie istnieje wewnątrzsystemowe wykorzystanie tej sieci. W konsekwencji przepisy art. 5 Kodeksu taryfowego dotyczące oceny alokacji kosztów nie mają zastosowania.

Do powyższych wyjaśnień Operator załączył schemat systemu przesyłowego.

Pismem z dnia 25 marca 2019 r. znak: DRG.DRG-2.745.3.2019.JDo1 Prezes URE zawiadomił Operatora o zakończeniu postępowania administracyjnego oraz o możliwości zapoznania się z materiałem dowodowym zgromadzonym w niniejszej sprawie w terminie do dnia 27 marca 2019 r. Przedsiębiorstwo w dniu 25 marca 2019 r. odebrało zawiadomienie o zakończeniu postępowania dowodowego i nie skorzystało 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). EuRoPol GAZ posiada koncesję na przesyłanie paliw gazowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do 31 grudnia 2025 r., udzieloną decyzją Prezesa URE z dnia 18 lipca 2008 r. znak: PPG/102/3863/W/2/2008/BP.

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/JL 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., na okres do dnia 31 grudnia 2025 r.

⁷ rozporządzenie Komisji (UE) nr 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017 r. s. 1)

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 z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego w formule ISO 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).

Kodeks taryfowy wszedł w życie w dniu 6 kwietnia 2017 r., z wyjątkiem przepisów rozdziałów VI i VIII, które są stosowane od dnia 1 października 2017 r. oraz rozdziałów II, III i IV, które będą stosowane od dnia 31 maja 2019 r. Kodeks taryfowy wiąże w całości oraz jest stosowany bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich UE.

W myśl art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego (rozdział VII stosowany od dnia wejścia w życie), Prezes URE w terminie 5 miesięcy od zakończenia ostatecznych konsultacji (tj. do dnia 31 marca 2019 r.) jest obowiązany podjąć i opublikować uzasadnioną decyzję dotyczącą metody RPM, obejmującą elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością EuRoPol GAZ-u. Decyzja ta po jej opublikowaniu zostanie przesłana do ACER i Komisji Europejskiej.

Jak już wskazano wcześniej dokument konsultacyjny metodologii wyznaczania cen referencyjnych w zakresie sieci będącej własnością EuRoPol GAZ-u, w związku z art. 27 ust. 3 Kodeksu taryfowego, był przedmiotem analizy ACER. Opinię tę ACER opublikowała w dniu 13 grudnia 2018 r. W opinii zostało sformułowane szereg uwag ACER a także zaleceń dla organu regulacyjnego - zalecenia te zostały przedstawione na str. 3 i 4 niniejszej decyzji.

Odnosząc się do tych uwag, sformułowanych na gruncie postanowień Kodeksu taryfowego, Prezes URE uzupełniająco wskazuje, że zasady ustalania taryf w przypadku sieci będącej przedmiotem niniejszego postępowania nie w pełni odzwierciedlają zasady wynikające z Kodeksu taryfowego. Wynika to z faktu, iż w przypadku sieci będącej własnością EuRoPol GAZ-u taryfa kalkulowania jest nie tylko w oparciu zasady wynikające z Kodeksu taryfowego. Na obecny sposób funkcjonowania części systemu przesyłowego będącego własnością EuRoPol GAZ wpływ mają mianowicie także prawa nabyte związane z tzw. kontraktami historycznymi oraz porozumienie międzyrządowe między Rzeczpospolitą Polską i Federacją Rosyjską.

W szczególności art. 4 Protokołu Dodatkowego do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r. (M.P. z z 2011 Nr 46, poz. 516) stanowi, że kalkulacja stawki taryfowej za:

- przesył gazu ziemnego, przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz w celu dostaw odbiorcom w Rzeczypospolitej Polskiej, która jest zatwierdzana decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Rzeczypospolitej Polskiej lub przez inny organ regulujący władzy państwowej Rzeczypospolitej Polskiej uprawniony do podejmowania decyzji o zatwierdzaniu stawek taryfowych, (zwanym dalej Organem Regulującym) dokonuje się w taki sposób, aby zapewnić m.in. docelową wielkość corocznego zysku netto EuRoPol Gaz spółka akcyjna na poziomie 21 mln złotych polskich, waloryzowaną średniorocznym wskaźnikiem wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych, ogłaszanych w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok złożenia wniosku taryfowego. Jeżeli rzeczywista wielkość rocznego zysku netto EuRoPol Gaz spółka akcyjna różni się od poziomu docelowego, to różnica między wielkością faktyczną i docelową zysku netto uwzględnia się przy kalkulacji stawki taryfowej na następny rok;
- usługi EuRoPol Gaz spółka akcyjna oraz składanie wniosku o jej zatwierdzenie do organu regulującego w okresie obowiązywania Kontraktów na przesył realizowane jest przez EuRoPol Gaz spółka akcyjna.

Kwestię stosowania kontraktów historycznych reguluje natomiast ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984) – dalej „ustawa zmieniająca”. Zgodnie z art. 22 ust. 1 ustawy zmieniającej, przedsiębiorstwa energetyczne, będące w dniu 3 września 2009 r. właścicielami sieci przesyłowej, zachowały prawo do realizacji umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, zawartych przed tym dniem, do czasu ich wygaśnięcia bez możliwości ich przedłużenia. Jednocześnie, w art. 23 tej ustawy przesądzono, iż do umów o powierzenie wykonywania obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, zawartych przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej, stosuje się przepisy dotychczasowe do czasu wygaśnięcia umów, o których mowa w art. 22 tej ustawy (czyli tzw. kontraktów historycznych). Potrzeba wprowadzenia takich zasad wynikała z konieczności ochrony praw nabytych. Rozwiązanie to zostało zaakceptowane w procesie certyfikacji Operatora przez Komisję Europejską.

W efekcie, w związku z postanowieniami Kodeksu taryfowego, stroną niniejszego postępowania jest Operator, który wykonuje swoje zadania zarówno na własnej sieci przesyłowej, jak i sieci stanowiącej własność EuRoPol GAZ-u, natomiast w okresie przejściowym (tj. w okresie obowiązywania historycznych kontraktów na przesyłanie gazu, czyli do 31 grudnia 2022 r.), to EuRoPol GAZ, kalkuluje odrębną taryfę w zakresie własnej sieci przesyłowej z uwzględnieniem uwarunkowań wynikających z ww. porozumień międzyrządowych i kontraktów historycznych oraz przedkłada ją Prezesowi URE do zatwierdzenia. Należy dodać, że w związku z postawieniami ww. Protokołu, w przypadku EuRoPol GAZ-u taryfa skalkulowana jest na poziomie niższym niż wynikałoby to z zastosowania Kodeksu taryfowego bez ograniczeń wynikających z ww. uwarunkowań historycznych (ograniczenie wielkość rocznego zysku netto wynikające z ww. Protokołu).

W kontekście uwag ACER oraz załączonej metodologii taryfowej dodać należy, że z kontraktów historycznych wynika również założenie stosowane w kalkulacji taryfy EuRoPol GAZ-u – jednakowy poziom jednostkowych kosztów przesyłania gazu odniesionych do jego ilości i odległości dla stron dwóch kontraktów historycznych w tej sieci.

W kwestii zalecanego przez ACER sprecyzowania okresu, na który RPM oraz parametry są ustalane należy stwierdzić, że niniejszą decyzją ustala się okres stosowania metody RPM w przedziale czasowym **od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r.** Jest to okres krótszy niż maksymalny dopuszczalny okres pięcioletni, określony w art. 27 ust. 5 Kodeksu taryfowego, ale ustalając ten okres wzięto pod uwagę fakt, iż z dniem z dniem 31 grudnia 2022 r. wygasa ostatni z dwóch kontraktów historycznych na przesyłanie gazu ziemnego. Jeżeli chodzi o drugi kontrakt (wygasający w dniu 17 maja 2020 r.), to na potrzeby kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych w metodzie RPM przyjęto założenie kontynuacji rezerwacji przepustowości objętych tym kontraktem.

Metoda RPM, sporządzona zgodnie z wymaganiami Kodeksu taryfowego, w tym w zakresie zgodności z warunkami określonymi w art. 7, stanowi załącznik do niniejszej decyzji. W dokumencie tym, zgodnie z sugestią ACER, została uwzględniona i szczegółowo opisana, prostsza metoda RPM bazująca na czynnikach kosztotwórczych mocy umownej i odległości, która uwzględniając przedstawione powyżej uwarunkowania:

- nie wymaga zastosowania korekt wag kosztów alokowanych do wyjścia PWP i wyjścia Mallnow, które wywoływały wątpliwości w zakresie zgodności z dostosowaniami przewidzianymi w art. 6 ust. 4 Kodeksu taryfowego,
- gwarantuje spełnienie warunku jednakowego poziomu jednostkowych kosztów przesyłania gazu odniesionych do jego ilości i odległości (wyrażonych w zł/MWh/100km) dla stron dwóch kontraktów historycznych w tej sieci,
- ze względu na znikomy udział przychodów osiąganym z usług rewersu wirtualnego (ok. 1,3%) zastosowano uproszczone podejście, zgodnie z którym przychody osiągnięte z tego tytułu pomniejszają przychód przyjmowany do kalkulacji stawek przesyłowych, wpływając w ten sposób na obniżenie stawek opłat dla użytkowników korzystających z sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u w kierunku podstawowym – zgodnie z założonym scenariuszem przepływu w proponowanej metodzie RPM. Stawka wejścia Mallnow została ustalona na poziomie równym stawce wejścia w punkcie Kondratki. Należy podkreślić, że ze względu na zastosowanie (zgodnie z § 14 rozporządzenia taryfowego) na punkcie wejścia Mallnow i w tym zakresie wyjścia PWP współczynnika 0,2 (oznaczającego rabat w wysokości 80%)⁸ w przypadku rewersu wirtualnego, rozwiązanie to w żadnym stopniu nie utrudnia obrotu transgranicznego, lecz przeciwnie stanowi zachętę do jego rozwijania,
- ostateczny podział wejście/wyjście jest wynikowy i uzależniony od planowanej rezerwacji zdolności.

Uproszczony model taryfowy umożliwiający użytkownikom sieci prognozę zmian cen referencyjnych poprzez zmianę założeń dotyczących rezerwacji zdolności w poszczególnych punktach systemu oraz przychodu zostanie opublikowany na stronie internetowej Operatora.

Odnosząc się natomiast do sugerowanego przez ACER połączenia istniejących w Polsce dwóch systemów wejścia wyjścia: należącego do Operatora oraz do EuRoPol- GAZ u., należy mieć na uwadze, że - jak już wskazano powyżej - w przypadku systemu przesyłowego będącego własnością EuRoPol GAZ-u, z dniem 31 grudnia 2022 r. zakończy się okres przejściowy wyznaczony przez datę, po której wygasną umowy przesyłowe, zawarte przez właściciela przed dniem 3 września 2009 r.

⁸ Zgodnie z § 14 rozporządzenia taryfowego w przypadku świadczenia usług wirtualnego przesyłania zwrotnego stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ustalonych w taryfie stawek opłaty stałej oraz współczynnika, którego wartość wynosi 0,2.

(tzw. kontrakty historyczne). Istotne jest również, że obecnie Operator w zakresie jego własnej sieci przesyłowej prowadzi szereg inwestycji, które w znaczący sposób wpłyną na funkcjonowanie tej sieci (systemu przesyłowego będącego jego własnością). Oddanie do użytkowania zasadniczej części elementów systemu przesyłowego będących efektem tych inwestycji planowane jest pod koniec 2022 r.

W świetle powyższego, wydaje się uzasadnione, aby stosowne analizy (w trosce o wiarygodność ich wyników) były dokonane po wyjaśnieniu sytuacji dotyczącej - z jednej strony warunków brzegowych funkcjonowania systemu przesyłowego Operatora, z drugiej zaś - po wyjaśnieniu sytuacji ewentualnych zamówień przepustowości aktualnie wykorzystywanych na podstawie tzw. kontraktów historycznych.

Odnosząc się do nadanej decyzji rygору 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 rygору 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 rygору 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 ust. 5 powołanego przepisu, wydanie pierwszej decyzji po wejściu w życie Kodeksu taryfowego przez krajowy organ regulacyjny zgodnie z ust. 4, obliczenie taryf na podstawie tej decyzji oraz publikacja taryf (...) musi zostać zakończona najpóźniej do dnia 31 maja 2019 r. Wynika to z faktu, iż zgodnie z art. 32 lit. a) Kodeksu taryfowego publikacja zatwierdzonej taryfy 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 oraz jej publikacja w terminie do 31 maja 2019 r. 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 EuRoPol GAZ w oparciu o metodę RPM stanowiącą załącznik do niniejszej decyzji jest obowiązany do kalkulacji taryfy na 2020 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 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 2018 r. poz. 155, 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, związane ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wniosek 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 100 złotych (art. 32 ust. 3 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 2018 r. poz. 300, 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

Maciej Bando

Otrzymuje:

1. **Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ-SYSTEM S.A.**
ul. Mszczonowska 4, 02-336 Warszawa

2. a/a

Do wiadomości:

1. **European Commission
DG Energy**
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
3. **System Gazociągów Tranzytowych
EuRoPol GAZ S.A.**
ul. Topiel 12
00-342 Warszawa

Załącznik do decyzji Prezesa URE
z dnia 29 marca 2019 r.
znak: DRG.DRG-2.745.3.2019.JDo1

**Metoda 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.**

Warszawa, marzec 2019 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI



Piotr Bandt

Spis treści:

1. Informacje wstępne	3
2. Okres obowiązywania metody RPM	3
3. Opis metody wyznaczania ceny referencyjnej (art. 26 ust. 1 lit. a) Kodeksu taryfowego)	4
3.1. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w proponowanej metodzie RPM (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (I) Kodeksu taryfowego)	7
3.2. Indyktywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w metodzie CWD	7
3.3. Indyktywne ceny referencyjne (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (III) Kodeksu taryfowego)	8
3.4. Porównanie indykatywnych cen referencyjnych dla 2020 r. 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
3.5. 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)	9
3.6. Ocena metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z art. 7 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (V) Kodeksu taryfowego)	9
4. Indyktywne 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)	10
4.1. Dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (I) Kodeksu taryfowego)	10
4.2. Przychody z usług przesyłowych (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt IV Kodeksu taryfowego)	11
4.3. Podział przychodów wejście/wyjście (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (V)(2) Kodeksu taryfowego)	11
5. Indyktywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2 Kodeksu taryfowego (art. 26 ust. 1 lit. d) Kodeksu taryfowego)	11
6. Opis systemu przesyłowego EuRoPol GAZ-u.	11

URZĘD REKONSTRUKCJI ENERGETYKI
Marek Bando

1. Informacje wstępne

Metoda wyznaczania cen referencyjnych (RPM¹) jest stosowana przez przedsiębiorstwo energetyczne System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, zwane dalej „EuRoPol GAZ”, do kalkulacji cen referencyjnych dla sieci przesyłowej stanowiącej jego własność.

EuRoPol GAZ posiada koncesję na przesyłanie paliw gazowych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do 31 grudnia 2025 r., udzieloną decyzją Prezesa URE z dnia 18 lipca 2008 r. znak: PPG/102/3863/W/2/2008/BP. Na sieci przesyłowej będącej własnością EuRoPol GAZ-u Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. z siedzibą w Warszawie, zwany dalej „Operatorem”, wykonuje zadania operatorskie, na podstawie decyzji Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

Decyzja Prezesa URE dotycząca kwestii, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)–c) Kodeksu taryfowego, uwzględniająca wyniki konsultacji prowadzonych w dniach 31 sierpnia – 31 października 2018 r., dotyczących m.in. mnożników i współczynników sezonowych dla krótkoterminowych usług przesyłania paliw gazowych oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej jest opublikowana niezależnie od decyzji w sprawie metody wyznaczania cen referencyjnych, o której mowa w art. 27 ust. 4 Kodeksu taryfowego, do której załączono niniejsze opracowanie.

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

- wszelkie dane liczbowe dotyczące roku 2020 przedstawione w tym dokumencie (jak np. przychód regulowany, moce umowne, ceny referencyjne) są danymi indykatywnymi i mają na celu jedynie zobrazowanie wpływu przyjętej metody RPM na poziom opłat przesyłowych.
- dane te nie stanowią podstawy do kalkulacji taryfy w okresie obowiązywania metody RPM.
- w przypadku rozbieżności pomiędzy polską i angielską wersją niniejszego dokumentu, wiążący jest dokument sporządzony w języku polskim.

2. 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.

Okres obowiązywania niniejszej metody RPM został ustalony na 3 lata tj. od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2022 r. Wynika on z okresu obowiązywania kontraktów przesyłania paliw gazowych, o których mowa w art. 22 ustawy z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne (Dz.U. z 2013 r. poz. 984).

W oparciu o obowiązujące przepisy oraz niniejszą metodologię EuRoPol GAZ kalkuluje taryfę i przedkłada wraz z uzasadnieniem Prezesowi URE w celu jej zatwierdzenia.

Okres taryfowy co do zasady jest tożsamy z rokiem kalendarzowym.

¹ Ang. *Reference price methodology*.

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

Ceny referencyjne są kalkulowane w oparciu o model wejścia/wyjścia z zastosowaniem metody wyznaczania cen referencyjnych bazującej na czynniku kosztotwórczym planowanej zdolności przesyłowej oraz odległości. Kalkulowane są wyłącznie stawki stałe odniesione do mocy umownej (zł/MWh/dobę/dobę lub zł/MWh/h/h)² dla wejść i wyjść z systemu przesyłowego.

W metodzie został uwzględniony warunek jednakowego poziomu jednostkowych kosztów przesyłania gazu odniesionych do jego ilości i odległości (wyrażonych w zł/MWh/100km) dla stron kontraktów historycznych³.

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 metoda RPM 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. W przypadku świadczenia usług wirtualnego przesyłania zwrotnego, o których mowa w § 1 pkt 24 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 640), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”, stawki opłaty stałej za te usługi stanowią iloczyn ceny referencyjnej (obliczonej przy pomocy wzoru w pkt 3 w dalszej części), oraz współczynnika, którego wartość wynosi 0,2.

Zastosowana metoda RPM w możliwie najlepszy sposób odzwierciedla rzeczywisty rozkład kosztów niezbędnych do zapewnienia odpowiednich zdolności przesyłowych w poszczególnych punktach wejścia/wyjścia, dla odbiorców korzystających z sieci EuRoPol GAZ-u, z uwzględnieniem uwarunkowań wynikających z kontraktów historycznych. Metoda ta jest dostosowana do charakterystyki (struktury) SGT, który jest gazociągłem wysokiego ciśnienia, zaprojektowanym do (międzysystemowego) transportu gazu. System charakteryzuje się liniowością (jeden rurociąg), o bardzo ograniczonej liczbie punktów wejścia lub wyjścia.

² Szczegółowe zasady kalkulacji taryf określa rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2018 r. poz. 640). Jednostki cen referencyjnych są tożsame z jednostkami określonymi w § 15 tego rozporządzenia.

³ Kwestia ta została przedstawiona szerzej w decyzji Prezesa URE znak DRG.DRG-2.745.3.2019.JDo1

W zastosowanej metodzie wyznaczania ceny referencyjnej, czynnikiem kosztotwórczym (nośnikiem kosztów), o którym mowa w art. 5 Kodeksu taryfowego, jest iloczyn:

- a) przewidywanej zdolności zakontraktowanej w danym punkcie wejścia lub wyjścia,
- b) odległości między odpowiednimi punktami systemu.

Do ustalenia tych odległości, punkty łączy się parami (zgodnie z art. 8 ust. 1 lit. c Kodeksu taryfowego). W przyjętych w metodzie RPM scenariuszach przepływu gazu (prześył w kierunku podstawowym ze wschodu na zachód), wyróżnia się następujące pary punktów (w nawiasach podano odległości między punktami wejścia i wyjścia):

- Wejście Kondratki – Wyjście Punkt Wzajemnego Połączenia PWP (455,16 km)⁴;
- Wejście Kondratki – Wyjście Mallnow (683,90 km).

Punkt PWP jest wirtualnym punktem połączenia międzysystemowego (o którym mowa w art. 22 ust. 1 Kodeksu taryfowego), na który składają się dwa punkty o fizycznej lokalizacji (Włocławek i Lwówek). W kalkulacji ceny referencyjnej uwzględnia się rzeczywiste odległości tych punktów od punktu wejścia w Kondratkach. Ponadto do powyższych punktów fizycznych przyporządkowuje się odpowiednią (tak jak w taryfach dotychczasowych) część przewidywanej zdolności zakontraktowanej w punkcie wyjścia PWP. Kwestię tę przedstawia poniższa tabela:

Dane dotyczące punktu PWP	Fizyczne punkty wyjścia składające się na PWP		Razem
	wyjście Włocławek	wyjście Lwówek	
Przewidywana zdolność zakontraktowana (MWh/rok)	17 850 000	12 390 000	30 240 000
Odległość od punktu wejścia Kondratki (km)	367,40	581,60	x
Odległość średnioważona od punktu wejścia Kondratki do punktu wyjścia PWP (km)	455,16		x

Etapy obliczeń:

- 1) Planowany przychód kalkulacyjny (podstawa kalkulacji stawek) jest dzielony na poszczególne pary punktów wejścia/wyjścia (o których mowa powyżej), wg proporcji przedstawionej w poniższej tabeli (na podstawie aktualnych danych). Proporcje te są określone stosunkiem iloczynów przewidywanej zdolności zakontraktowanej i odległości przyporządkowanej do danej pary punktów wejście/wyjście do sumy tych iloczynów dla wszystkich par punktów:

⁴ W przypadku PWP odległość punktu wyjścia od punktu wejścia jest równa odległości średniej ważonej zdolnościami zakontraktowanymi, przyporządkowanymi do obu punktów o fizycznej lokalizacji (zgodnie w art. 8 ust.2 lit. a(i) Kodeksu taryfowego).

Pary punktów		Podział przychodu
Punkt wejścia	Punkt wyjścia	
Kondratki	Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP)	6,00%
	<i>w tym:</i>	
	<i>Włocławek</i>	<i>2,86%</i>
	<i>Lwówek</i>	<i>3,14%</i>
Kondratki	Mallnow	94,00%

2) Kwoty przychodu kalkulacyjnego przyporządkowanego do poszczególnych par punktów wejścia/wyjścia dzielone są na wejście i wyjście w następujący sposób:

- a) Przychody przyporządkowane do pary punktów Kondratki-Mallnow (ustalone zgodnie z pkt 1 jak wyżej), dzielone są z zastosowaniem wstępnego podziału wejścia/wyjścia równego 50/50 - 50% ww. przychodu alokowane jest do punktu Kondratki oraz 50% do punktu Mallnow. Następnie dzieląc uzyskane kwoty przez przewidywaną zdolność zakontraktowaną (wyrażoną w MWh/rok) przyporządkowaną do danego punktu (z pary punktów w ramach umów przesyłowych Kondratki-Mallnow), otrzymuje się stawki taryfowe (ceny referencyjne) w punkcie wejścia Kondratki i punkcie wyjścia Mallnow (patrz wzór w pkt 3 poniżej). Stawki te są sobie równe.
- b) Mnożąc cenę referencyjną obliczoną dla punktu wejścia Kondratki przez przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie PWP (wyrażoną w MWh/rok), wylicza się część przychodu przyporządkowanego do pary punktów Kondratki - PWP, która podlega alokacji do punktu Kondratki. Pozostała część przychodu (różnica całości przychodu dla pary punktów Kondratki-PWP i części tego przychodu do pokrycia w pkt Kondratki), alokowana jest do punktu PWP.
- c) Kwotę przychodu alokowanego do punktu PWP dzieli się przez planowaną zdolność zakontraktowaną (wyrażoną w MWh/rok), przyporządkowaną do tego punktu (patrz wzór w pkt 3). Wynikiem jest stawka taryfowa (cena referencyjna) w punkcie PWP.

3) Wzór do obliczenia cen referencyjnych (stawek opłat) w punktach wejścia lub wyjścia:

$$S_{we/wy} = \frac{P_{pkt}}{Mz_{pkt}}$$

gdzie:

$S_{we/wy}$ - cena referencyjna w danym punkcie sieci EuRoPol GAZ-u (stawka opłaty za wejście lub wyjście), za każdą godzinę lub dobę okresu rozliczeniowego [zł/MWh/h/h lub zł/MWh/dobę/dobę];

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
Maciej Bando

P_{pkt} – przychód kalkulacyjny - podstawa kalkulacji ceny referencyjnej w danym punkcie sieci EuRoPol GAZ-u wyrażony w [złoty];

Mz_{pkt} – przewidywana zdolność zakontraktowana (moc zamówiona) na rok taryfowy w danym punkcie sieci EuRoPol GAZ-u wyrażona w [MWh/rok].

Ze względu na znikomy udział przychodów osiaganych z usług rewersu wirtualnego (ok. 1,3%) zastosowano uproszczone podejście, zgodnie z którym przychody osiagane z tego tytułu pomniejszają przychód przyjmowany do kalkulacji cen referencyjnych, wpływając w ten sposób na obniżenie stawek opłat dla użytkowników korzystających z sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u w kierunku podstawowym (zgodnie z założonym w metodzie RPM scenariuszem przepływu). Cena referencyjna w punkcie wejścia Mallnow została ustalona z uwzględnieniem możliwości wynikających z przepisu art. 6 ust. 4 lit. a Kodeksu taryfowego na poziomie równym cenie w punkcie wejścia Kondratki, gwarantującym jednocześnie brak dyskryminacji użytkowników wprowadzających gaz do sieci EuRoPol GAZ-u. W przypadku usług rewersu wirtualnego, na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego, do cen referencyjnych w punktach Mallnow-wejście i PWP-wyjście (patrz tabela w pkt 3.3.) stosowany jest współczynnik 0,2 (rabat równy 80%).

3.1. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w metodzie RPM (art. 26 ust. 1 lit. a) pkt (I) Kodeksu taryfowego)

Do kalkulacji taryfy na rok 2019 (decyzja nieprawomocna) oraz do kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych na rok 2020, przyjęto:

Punkty wejścia/ wyjścia	Jedn.	Przewidywana zdolność zakontraktowana ⁵	
		2019 (wniosek taryfowy)	2020 (dane indykatywne)
Punkty wejścia <i>w tym:</i> Kontratki wejście	MWh/rok MWh/rok	345 711 726 345 711 726	345 711 726 345 711 726
Punkty wyjścia <i>w tym:</i> PWP wyjście Mallnow wyjście	MWh/rok MWh/rok MWh/rok	345 711 726 30 240 000 315 471 726	345 711 726 30 240 000 315 471 726

3.2. Indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), wykorzystywane w metodzie CWD

W metodzie CWD jako metodzie porównawczej wykorzystano takie same indykatywne informacje jak w metodzie RPM.

⁵ Przewidywana zdolność zakontraktowana obejmuje zdolność krótkoterminową.

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

Poniższa tabela przedstawia stawki opłat wg taryfy na 2019 rok (decyzja nieprawomocna) oraz indykatywne ceny referencyjne (Indykatywne stawki) dla 2020 r., skalkulowane zgodnie z niniejszą metodą RPM, dla punktów wejścia/wyjścia:

Sieć przesyłowa gazu ziemnego:	Indykatywne ceny referencyjne [PLN/MWh/dobę/dobę] lub [PLN/MWh/h/h]	2019	2020	Zmiana %
		wniosek taryfowy ⁶	metoda RPM	
wysokometa nowego (E)	Punkt Kondratki-wejście	1,3885	1,3885	0%
	Punkt PWP-wyjście	0,4597	0,4597	0%
	Punkt Mallnow-wyjście	1,3885	1,3885	0%
	Punkt Mallnow-wejście rewers ⁷	0,2777	0,2777	0%
	Punkt PWP-wyjście rewers ⁸	0,0919	0,0919	0%

3.4. Porównanie indykatywnych ceny referencyjnych dla 2020 r. 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)

	Jedn.	Metoda RPM (51,51/48,49)	Metoda CWD (50/50)	Zmiana [%]
Punkt Kondratki wejście	zł/MWh/ dobę/dobę	1,3885	1,3479	-2,9%
Punkt PWP wyjście	zł/MWh/ dobę/dobę	0,4597	0,9241	101,0%
Punkt Mallnow wyjście	zł/MWh/ dobę/dobę	1,3885	1,3885	0%
Średni jednostkowy koszt przesyłania gazu [zł/MWh/km]				
- Kondratki-PWP	zł/MWh/ 100km	0,4060	0,4992	22,9%
- Kondratki-Mallnow		0,4060	0,4001	-1,5%
- Mallnow-PWP rewers		0,1616	0,1987	25,1%

Dla metody RPM koszt jednostkowy przesłania gazu dla użytkowników systemu korzystających z usług przesyłowych w kierunku podstawowym jest jednakowy – spełniony jest jeden z warunków kalkulacji taryfy.

⁶ z uwagi na postępowania odwoławcze od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej taryfę na 2019 r. stawki przedstawione w tabeli nie są stosowane, natomiast aktualnie jest stosowana taryfa z 2017 r. zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 16 grudnia 2016 r. nr DRG.DRG-2.4212.57.2016.IRŚ i przedłużona decyzją z dnia 29 września 2017 r. nr DRG.DRG-2.4212.53.2017.IRŚ.

⁷ Stawki dla usług rewersu wirtualnego obliczone w oparciu o ceny referencyjne z zastosowaniem rabatu w wysokości 80%.

⁸ Stawki dla usług rewersu wirtualnego obliczone w oparciu o ceny referencyjne z zastosowaniem rabatu w wysokości 80%..

3.5. 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).

3.6. Ocena metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z 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.

Metoda RPM wyznaczania cen referencyjnych spełnia powyższe wymagania oraz uwzględnia prawa nabyte w ramach kontraktów historycznych.

3.6.1. Uproszczony model taryfowy (znajdujący się na stronie internetowej Operatora) umożliwia użytkownikom sieci odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i ich prognozę. Trafność tej prognozy jest ograniczona do okresu obowiązywania taryfy w wyniku niepewności szacunków dotyczących zmian przychodu oraz zamówień przepustowości po tym okresie. W metodzie RPM przychód regulowany ustalany jest corocznie w postępowaniu o zatwierdzenie taryfy.

3.6.2. Metoda RPM 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.

Zastosowana metoda wyznaczania cen referencyjnych zapewnia spełnienie warunku jednolitego poziomu jednostkowych kosztów przesyłania gazu odniesionych do jego ilości i odległości (wyrażonych w zł/MWh/100km) dla użytkowników systemu korzystających z usług przesyłowych w kierunku podstawowym.

Ponadto, należy podkreślić nieskomplikowany charakter i przejrzystość zastosowanej metody przy jednoczesnym uwzględnieniu uwarunkowań wynikających z kontraktów historycznych. Użytkownicy systemu przesyłowego mogą odtworzyć obliczenia cen referencyjnych i szacować ich zmiany w przyszłości.

- 3.6.3. Zastosowana metoda zapewnia niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu wprowadzających gaz do systemu przesyłowego EuRoPol GAZ-u (Stawka na wejściu Kondratki = stawka na wejściu Mallnow). Ponadto, spełniony jest warunek jednolitego poziomu jednostkowych kosztów przesyłania gazu odniesionych do jego ilości i odległości (wyrażonych w zł/MWh/100km) dla użytkowników systemu korzystających z usług przesyłowych w kierunku podstawowym. W konsekwencji nie występuje subsydiowanie skrośne.
- 3.6.4. 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).
- 3.6.5. Ceny referencyjne nie zakłócają obrotu transgranicznego, gdyż nie występuje dyskryminacja poszczególnych użytkowników sieci przesyłowej oraz subsydiowanie skrośne, o czym była mowa w pkt 3.6.3. a także respektowane są prawa nabyte w kontraktach historycznych.

4. 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)


4.1. 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, z uwzględnieniem specyfiki wynikającej z porozumień międzyrządowych/kontraktów.

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).

PAŚLES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI


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

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

Indykacyjny przychód regulowany EuRoPol GAZ-u wynosi ogółem 943 840 tys. zł.

4.3. Podział przychodów wejście/wyjście (art. 30 ust. 1 lit. b) pkt (v)(2) Kodeksu taryfowego)

W okresie stosowania niniejszej metody wyznaczania cen referencyjnych podział przychodów pomiędzy punkty wejścia i wyjścia jest wartością wynikową i dla danych indykacyjnych, określonych w pkt 5, wynosi 51,51/48,49%⁹.

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

Kalkulacja (model taryfowy)

Sieć przesyłowa gazu ziemnego	Jedn.	2019	2020
		wniosek taryfowy	dane indykacyjne
Indykacyjny przychód kalkulacyjny ¹⁰	tys. zł	931 944	931 944
Moc na wejściu Kondratki	MWh/rok	345 711 726	345 711 726
Moc na wyjściu PWP	MWh/rok	30 240 000	30 240 000
Moc na wyjściu Mallnow	MWh/rok	315 471 726	315 471 726
Moc na wejściu Mallnow	MWh/rok	0	0
Odległość Kondratki-PWP (średnioważona)	km	455,16	455,16
Odległość Kondratki-Mallnow	km	683,90	683,90
Stawka-Punkt Kondratki	zł/MWh/dobę lub zł/MWh/h	1,3885	1,3885
Stawka-Punkt PWP	zł/MWh/dobę lub zł/MWh/h	0,4597	0,4597
Stawka-Punkt Mallnow	zł/MWh/dobę lub zł/MWh/h	1,3885	1,3885
Podział przychodów WE/WY	%	51,51/48,49	51,51/48,49

6. 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.

⁹ Ustalony bez uwzględnienia przychodów z tytułu świadczenia usług krótkoterminowych oraz usług przerywanych, w tym rewersowych.

¹⁰ Indykacyjny przychód regulowany pomniejszony m.in. o przychody z usług przesyłania w ramach rewersu wirtualnego.

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 Górzycyca.

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 tłoczni gazu o łącznej mocy 400 MW - TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły

W zakresie rozwoju sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u nie są planowane inwestycje, które w perspektywie obowiązywania niniejszej metodologii (tj. do 31 grudnia 2022 r.) wpłynęłyby na zdolności przesyłowe, zakres oferowanych usług przesyłania paliwa gazowego czy utworzenie nowych połączeń. Planowane zadania inwestycyjne mają na celu utrzymanie pełnej sprawności technicznej i niezawodności pracy SGT.

Poniżej przedstawiono uproszczony schemat sieci przesyłowej EuRoPol GAZ-u.

PRZEM
URZĘDU REGULACJA ENERGETYKI


SCHEMAT GAZOCIĄGU TRANZYTOWEGO

