



## **DOKUMENT KONSULTACYJNY**

**SPEŁNIAJĄCY WYMOGI WYNIKAJĄCE Z ART. 26 ROZPORZĄDZENIA KOMISJI (UE)  
2017/460 Z DNIA 16 MARCA 2017 ROKU USTANAWIAJĄCEGO KODEKS SIECI  
DOTYCZĄCY ZHARMONIZOWANYCH STRUKTUR TARYF PRZESYŁOWYCH DLA GAZU  
(ZWANYM DALEJ KODEKSEM TAR)**

Sierpień 2018

**[A] ART. 26(1)(A): PROPONOWANA METODA WYZNACZANIA CENY REFERENCYJNEJ**

**[1] Informacje na temat parametrów zastosowanych w proponowanej metodzie wyznaczania ceny referencyjnej (RPM), dotyczących charakterystyki technicznej systemu przesyłowego [art. 26(1)(a)(i), art. 30(1)(a)]**

**[A] Opis proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej (RPM)**

System Gazociągów Tranzytowych (SGT), będący własnością EuRoPol GAZ s.a. (EuRoPol GAZ lub Spółka), to polski odcinek gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia. Zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), funkcje operatora systemu przesyłowego (OSP) pełni na SGT Operator Systemów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (GAZ-SYSTEM).

Usługi przesyłowe świadczone na SGT, zarówno przez EuRoPol GAZ jak i GAZ-SYSTEM, są rozliczane wg taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE na wniosek EuRoPol GAZ. Całość kosztów funkcjonowania SGT ponosi EuRoPol GAZ.

Indykatywną bazę kosztową do kalkulacji cen referencyjnych (podstawa kalkulacji cen referencyjnych) stanowią planowane na rok taryfowy (co do zasady okres taryfowy pokrywa się z rokiem kalendarzowym), koszty operacyjne działalności regulowanej, powiększone o odpowiednią kwotę zwrotu z kapitału zaangażowanego do tej działalności oraz pomniejszone o przewidywane przychody z tytułu usług rewersowych świadczonych na SGT przez GAZ-SYSTEM (w kierunku przeciwnym do podstawowego kierunku przesyłu gazu). Wszystkie dane i założenia przyjęte przez EuRoPol GAZ do kalkulacji cen referencyjnych podlegają ostatecznej ocenie i akceptacji przez Prezesa URE (decyzja o zatwierdzeniu taryfy).

Przyjmuje się, że całość indykatywnych przychodów EuRoPol GAZ zostanie odzyskana w formie taryf przesyłowych (opłat) opartych na zdolności. Proponowana RPM to metoda wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością. Czynnikiem kosztotwórczym (nośnikiem kosztów), o którym mowa w art. 5 Kodeksu TAR, jest iloczyn:

- a) przewidywanej zdolności zakontraktowanej w danym punkcie wejścia lub wyjścia,
- b) odległości między odpowiednimi punktami. Do ustalenia tych odległości, punkty łączy się parami (zgodnie z art.8(1)(c) Kodeksu TAR). W przyjętym w RPM scenariuszu przepływu gazu (ze wschodu na zachód), wyróżnia się następujące pary punktów:

Entry Kondratki – Exit Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP);

Entry Kondratki – Exit Mallnow.

Punkt PWP jest punktem połączenia międzysystemowego, na który składają się dwa punkty o fizycznej lokalizacji (patrz pkt [1F]). Średnioważoną odległość Entry Kondratki-Exit PWP oblicza się przy pomocy wzoru jak w art. 8(2)(a)(i), tj. jako odległość średnią ważoną zdolnościami zakontraktowanymi, przyporządkowanymi do poszczególnych punktów o fizycznej lokalizacji. Takie podejście upraszcza kalkulację ceny referencyjnej dla PWP.

Jedynym odstępstwem od wzorcowej metody CWD określonej w art. 8 Kodeksu TAR, jest korekta proporcji podziału przychodów na wejście i wyjście (E/E) – w indykatywnej taryfie zamiast 50/50 jest 51,5/48,5. Korekta ta jest wynikiem dodatkowych założeń zastosowanych przy alokacji kosztów, mających na celu:

- zapewnienie jednakowego traktowania odbiorców w obu punktach wejścia (Entry Kondratki i Entry Mallnow), poprzez zrównanie cen referencyjnych w tych punktach (jednakowa cena referencyjna za wejście do SGT);
- zapewnienie aby dla każdego odbiorcy danego rodzaju usługi (produktu), suma opłat za wejście i wyjście za jednostkę zdolności zakontraktowanej, przeliczona na jednostkę odległości między parami punktów określonymi w przyjętym w RPM scenariuszu przepływu gazu, była jednakowa.

Procedura obliczeniowa cen referencyjnych w ramach proponowanej RPM, z zastosowaniem wzorów określonych w art. 8 Kodeksu TAR, jest następująca:

1. Dane wejściowe charakteryzujące fizyczne punkty wejścia lub wyjścia:

Dane	Entry Kondratki	fizyczne punkty wyjścia składające się na Exit PWP		Exit Mallnow
		Exit Włocławek	Exit Lwówek	
Przewidywana zdolność zakontraktowana (MWh/rok)	345 711 726	17 850 000	12 390 000	315 471 726
Odległość od punktu Entry Kondratki (km)	x	367,40	581,60	683,90

Artykuł 26(1)(a)

2. Średnia ważona odległość dla punktu wejścia w Kondratkach ( $AD_{En}$ ) - obliczono wg wzoru zgodnie z art.8(2)(a)(i)

$AD_{En}$	Entry Kondratki
km	663,89

3. Średnia ważona odległość dla punktów wyjścia ( $AD_{Ex}$ ) – obliczono wg wzoru zgodnie z art.8(2)(a)(ii)

$AD_{Ex}$	Exit PWP	Exit Mallnow
km	455,16	683,90

4. Waga kosztów dla punktu wejścia w Kondratkach ( $W_{c,En}$ ) – obliczono wg wzoru zgodnie z art.8(2)(b)

Waga kosztów $W_{c,En}$	Entry Kondratki
	1,000

5. Waga kosztów dla punktów wyjścia ( $W_{c,Ex}$ ) – obliczono wg wzoru zgodnie z art.8(2)(b)

Waga kosztów $W_{c,Ex}$	Exit PWP	Exit Mallnow
	0,060	0,940

6. Podział przychodów na wejście i wyjście – zgodnie z art.8(2)(c)

Podział przychodów na wejście i wyjście ( $R_{\Sigma En} / R_{\Sigma Ex}$ )	Entry	Exit	<b>Razem</b>
Proporcja (%)	51,51%	48,49%	<b>100%</b>
Kwota (tys. PLN)	480 015	451 929	<b>931 944</b>

7. Podział przychodów na poszczególne punkty wejścia lub wyjścia - obliczono wg wzorów zgodnie z art.8(2)(d)

Podział przychodów ( $R_{En}; R_{Ex}$ )	Kondratki	PWP	Mallnow	<b>Razem</b>
tys. PLN	480 015	13 901	438 027	<b>931 944</b>

8. Obliczenie cen referencyjnych dla każdego punktu wejścia lub wyjścia – wg wzorów zgodnie z art.8(2)(e)

Cena referencyjna za wejście lub wyjście ( $T_{En}; T_{Ex}$ )	Kondratki	PWP	Mallnow
PLN/MWh/dobę	<b>1,3885</b>	<b>0,4597</b>	<b>1,3885</b>

**[B] Uzasadnienie dla zastosowanych parametrów, dotyczących charakterystyki technicznej systemu**

Artykuły  
26(1)(a)(i)  
30(1)(a)(i-v)

Charakterystyka techniczna SGT (patrz struktura sieci przedstawiona w pkt [1F]) uzasadnia zastosowanie CWD jako metody wyznaczania ceny referencyjnej. W przypadku takiej struktury sieci odległości między odpowiednimi punktami wejścia/wyjścia jako czynnik kosztotwórczy stosowany do alokacji kosztów, jest w pełni uzasadniony. W proponowanej RPM wykorzystywane są rzeczywiste odległości mierzone wzdłuż trasy gazociągu.

Indykatywne dane dotyczące przewidywanych zdolności zakontraktowanych oparte są na założeniu, że podstawowym kierunkiem przesyłu gazu w SGT będzie transport ze wschodu na zachód. Założono, że w kierunku przeciwnym (Entry Mallnow – Exit PWP), będą świadczony usługi przesyłania zwrotnego w stosunkowo niewielkim zakresie (rewers) – udział indykatywnych przychodów z powyższego tytułu w rocznej kwocie przychodów regulowanych EuRoPol GAZ wynosi tylko 1,3%. Powyższy fakt uzasadnia przyjęcie do kalkulacji cen referencyjnych określonego scenariusza przepływu gazu (patrz pkt [1A]).

Artykuły 26(1)(a)(i) 30(1)(a)(i)	<p><b>[C] Zdolność techniczna w punktach wejścia i wyjścia</b></p> <p>Nie dotyczy. Zdolność techniczna nie jest parametrem wykorzystywanym w proponowanej metodzie wyznaczania ceny referencyjnej.</p>											
Artykuły 26(1)(a)(i) 30(1)(a)(ii)	<p><b>[D] Przewidywana zdolność zakontraktowana w punktach wejścia i wyjścia</b></p> <p>Przewidywane zdolności zakontraktowane (moce długoterminowe ciągłe) w poszczególnych punktach wejścia i wyjścia, uwzględnione w kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych (stawek opłat przesyłowych) będących przedmiotem niniejszej konsultacji, są następujące:</p> <table border="1" data-bbox="379 479 1334 804"> <thead> <tr> <th>Punkty wejścia/ wyjścia</th> <th>Przewidywana zdolność zakontraktowana</th> <th>Jednostka</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Punkty Entry w tym: Kontratki Entry</td> <td>345 711 726</td> <td>MWh/r</td> </tr> <tr> <td>Punkty Exit w tym: PWP Exit Mallnow Exit</td> <td>345 711 726 30 240 000 315 471 726</td> <td>MWh/r MWh/r MWh/r</td> </tr> </tbody> </table>	Punkty wejścia/ wyjścia	Przewidywana zdolność zakontraktowana	Jednostka	Punkty Entry w tym: Kontratki Entry	345 711 726	MWh/r	Punkty Exit w tym: PWP Exit Mallnow Exit	345 711 726 30 240 000 315 471 726	MWh/r MWh/r MWh/r		
Punkty wejścia/ wyjścia	Przewidywana zdolność zakontraktowana	Jednostka										
Punkty Entry w tym: Kontratki Entry	345 711 726	MWh/r										
Punkty Exit w tym: PWP Exit Mallnow Exit	345 711 726 30 240 000 315 471 726	MWh/r MWh/r MWh/r										
Artykuły 26(1)(a)(i) 30(1)(a)(iii)	<p><b>[E] Wielkość i kierunek przepływu gazu w punktach wejścia i punktach wyjścia</b></p> <p>Taryfa EuRoPol GAZ s.a. jest taryfą opartą na zdolnościach. Wielkość przepływu transportowanego gazu w punktach wejścia i wyjścia nie jest parametrem stosowanym w RPM. Natomiast w celu połączenia w pary odpowiednich punktów wejścia i wyjścia (zgodnie z art. 8 (1)(c) Kodeksu TAR), w celu określenia średnich odległości między tymi punktami jako nośnika kosztów, przyjmuje się w scenariuszu przepływu gazu kierunek ze wchodu na zachód (podstawowy kierunek przepływu gazu w SGT).</p>											
Artykuły 26(1)(a)(i) 30(1)(a)(iv)	<p><b>[F] Struktura sieci przesyłowej przy zapewnieniu odpowiedniego poziomu szczegółowości</b></p> <p>SGT jest gazociągiem wysokiego ciśnienia zbudowanym w celu tranzytowego (międzysystemowego) transportu gazu. System charakteryzuje się liniowością (jeden rurociąg). W systemie są tylko trzy następujące punkty wejścia/wyjścia:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Kontratki (Entry) – punkt połączenia międzysystemowego (IP) na granicy systemu białoruskiego i SGT;</li> <li>2.PWP (Exit) – punkt połączenia międzysystemowego na granicy SGT i Krajowej Sieci Przesyłowej, będącej własnością GAZ-SYSTEM. W skład PWP wchodzi dwa punkty międzysystemowe o fizycznej lokalizacji - we Włocławku i Lwówku;</li> <li>3.Mallnow (Entry/Exit) - punkt połączenia międzysystemowego (IP) na granicy SGT i niemieckiego systemu przesyłowego.</li> </ol> <p>Wszystkie punkty na SGT są punktami połączeń międzysystemowych (IP).</p> <p>Schemat systemu gazociągów tranzytowych dostępny jest na stronie:  <a href="http://www.gaz-system.pl/customer-zone/transit-yamal-pipeline/tgps-map/">http://www.gaz-system.pl/customer-zone/transit-yamal-pipeline/tgps-map/</a></p>											
Artykuły 26(1)(a)(i) 30(1)(a)(v)	<p><b>[G] Dodatkowe informacje techniczne na temat sieci przesyłowej, takie jak długość i średnica gazociągów oraz moc tłoczni</b></p> <p>Długość i średnica gazociągu wchodzącego w skład SGT:</p> <table border="1" data-bbox="363 1644 829 1794"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Średnica gazociągów DN</th> <th>Długość [km]</th> </tr> <tr> <th>Gaz wysokometanowy</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DN 1400</td> <td>683,90</td> </tr> </tbody> </table> <p>Liczba i moc tłoczni systemowych:</p> <table border="1" data-bbox="357 1850 1046 2007"> <thead> <tr> <th>Rodzaj gazu</th> <th>Liczba tłoczni systemowych [szt.]</th> <th>Moc zainstalowana [MWh/h]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gaz wysokometanowy</td> <td>5</td> <td>400</td> </tr> </tbody> </table>	Średnica gazociągów DN	Długość [km]	Gaz wysokometanowy	DN 1400	683,90	Rodzaj gazu	Liczba tłoczni systemowych [szt.]	Moc zainstalowana [MWh/h]	Gaz wysokometanowy	5	400
Średnica gazociągów DN	Długość [km]											
	Gaz wysokometanowy											
DN 1400	683,90											
Rodzaj gazu	Liczba tłoczni systemowych [szt.]	Moc zainstalowana [MWh/h]										
Gaz wysokometanowy	5	400										

<b>[2] Wartość proponowanych dostosowań dla taryf przesyłowych bazujących na zdolności, zgodnie z artykułem 9 [art. 26(1)(a)(ii)]</b>	
Artykuły 26(1)(a)(ii) 9(1)	<b>[A] Proponowany rabat (rabaty) w punktach wejścia z oraz punktach wyjścia do magazynu</b> Nie dotyczy
Artykuły 26(1)(a)(ii) 9(2)	<b>[B] Proponowany rabat (rabaty) w punktach wejścia z terminali LNG</b> Nie dotyczy
Artykuły 26(1)(a)(ii) 9(2)	<b>[C] Proponowany rabat (rabaty) w punktach wejścia z oraz punktach wyjścia do infrastruktury zbudowanej w celu zakończenia izolacji systemów przesyłowych gazu państw członkowskich</b> Nie dotyczy
<b>[3] Indykatywne ceny referencyjne podlegające konsultacji [art. 26(1)(a)(iii)]</b>	
Artykuł 26(1)(a)(iii)	<b>[A] Indykatywne ceny referencyjne w każdym punkcie wejścia i każdym punkcie wyjścia</b> Entry Kondratki [PLN/MWh/dobę]                    1,3885 Exit PWP [PLN/MWh/dobę]                            0,4597 Entry/Exit Mallnow [PLN/MWh/dobę]            1,3885
<b>[4] Ocena alokacji kosztów [art. 26(1)(a)(iv), art.5]</b>	
Artykuły 26(1)(a)(iv) 5	<b>[A] Wyniki oceny alokacji kosztów</b> <b>Ocena alokacji kosztów</b> Wszystkie punkty wejścia lub wyjścia na SGT są punktami połączeń międzysystemowych (IP). Zatem indeks alokacji kosztów $Comp_{cap}$ , służący porównaniu wskaźników: międzysystemowego wskaźnika zdolności $Ratio_{crosscap}$ oraz wewnątrzsystemowego wskaźnika zdolności $Ratio_{intracap}$ , nie jest obliczany.
	<b>[B] Części składowe oceny alokacji kosztów</b> Ze względu na specyfikę systemu gazociągów tranzytowych - brak wewnątrzsystemowych punktów wejścia i wyjścia - ocena alokacji kosztów nie została przeprowadzona.
	<b>[C] Szczegóły części składowych oceny alokacji kosztów</b> Ze względu na specyfikę systemu gazociągów tranzytowych - brak wewnątrzsystemowych punktów wejścia i wyjścia - ocena alokacji kosztów nie została przeprowadzona.
<b>[5] Ocena proponowanej metodologii ceny referencyjnej zgodnej z art. 7 i art. 13 Rozporządzenia (WE) nr 715/2009 [art. 26(1)(a)(v)]</b>	
Artykuły 26(1)(a)(v) 7 13 [Rozp. (WE) nr 715/2009]	<b>[A] Metoda wyznaczania ceny referencyjnej (RPM) powinna: umożliwiać użytkownikom sieci odtworzenie obliczenia cen referencyjnych oraz ich dokładną ich prognozę [Art. 7(a)]</b> Indykatywne ceny referencyjne przedstawione w niniejszym dokumencie publikacyjnym, zostały obliczone metodą zgodną co do zasady z CWD, z zastosowaniem wzorów zawartych w art. 8 Kodeksu TAR. Opis proponowanej RPM, indykatywne dane wejściowe do kalkulacji oraz procedurę obliczeniową przedstawiono wyżej w pkt [1A].

	<p><b>[B] Metoda RPM powinna uwzględniać koszty rzeczywiste poniesione na zapewnienie usług przesyłowych, z uwzględnieniem poziomu złożoności sieci przesyłowej [Art. 7(b)]</b></p> <p>Proponowana RPM bazuje na indykatywnych kosztach zapewnienia usług przesyłowych dotyczących okresu taryfowego, którego dotyczy niniejsza konsultacja i uwzględnia poziom złożoności sieci przesyłowej (patrz opis metody w pkt [1A]).</p> <p><b>[C] Metoda RPM powinna zapewnić niedyskryminację i powinna zapobiec nienależnemu subsydiowaniu skrośnemu łącznie z uwzględnieniem ocen alokacji kosztów przedstawionych w artykule 5</b></p> <p>Proponowana RPM posługuje się metodologią CWD (wyznacza ceny referencyjne na podstawie odległości ważonych zdolnościami). Jedynym odstępstwem od wzorcowej metody CWD określonej w art. 8 Kodeksu TAR, jest korekta proporcji podziału przychodów na wejście i wyjście (E/E) – w indykatywnej taryfie zamiast 50/50 jest 51,5/48,5. Korekta ta jest wynikiem dodatkowych założeń zastosowanych przy alokacji kosztów, mających na celu:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• zapewnienie jednakowego traktowania odbiorców w obu punktach wejścia (Kondratki i Mallnow), poprzez zrównanie cen referencyjnych w tych punktach;</li> <li>• zapewnienie aby dla każdego odbiorcy danego rodzaju usługi (produktu), suma opłat za wejście i wyjście za jednostkę mocy zakontraktowanej, przeliczona na jednostkę odległości między parami punktów określonymi w przyjętym w RPM scenariuszu przepływu gazu, była jednakowa.</li> </ul> <p>Powyższe korekty są uwarunkowane charakterystyką (strukturą) systemu (liniowy gazociąg tranzytowy). Korekty te pozwalają na wyeliminowanie subsydiowania skrośnego.</p> <p><b>[D] Metoda RPM powinna zapewnić to, że znaczne ryzyko dotyczące wolumenu, dotyczące w szczególności przesyłów poprzez system wejścia-wyjścia, nie jest przypisane do odbiorców końcowych w ramach takiego systemu wejścia-wyjścia</b></p> <p>Wszystkie punkty Entry/Exit na SGT są punktami połączeń międzysystemowych (IP). Do SGT nie są przyłączeni odbiorcy końcowi.</p> <p><b>[E] Metoda RPM powinna zapewnić, że wynikowe ceny referencyjne nie zniekształcają obrotu międzysystemowego</b></p> <p>Proponowana metoda RPM, w tym zrównanie cen referencyjnych w punktach Entry Kondratki oraz Entry/Exit Mallnow, jest stosowana do kalkulacji taryf EuRoPol GAZ s.a. od roku 2014. Zatem nie wprowadza ona istotnych zmian do rozliczeń międzysystemowych. Zmiana poziomu cen referencyjnych dla różnych okresów taryfowych wynika wyłącznie ze zmian kosztów zakupu materiałów i usług, a nie ze zmiany metodologii alokacji kosztów do poszczególnych punktów wejścia/wyjścia.</p>																								
<p><b>[6] Porównanie z metodą CWD (art. 8) wraz z indykatywnymi cenami referencyjnymi podlega konsultacjom opisanym w art.26(1)(a)(iii)</b></p>	<p><b>[A] W przypadkach, gdy proponowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej jest odmienna od metody wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością, omówionej szczegółowo w artykule 8, należy przeprowadzić wzajemne porównanie obydwu tych metod</b></p> <p>Proponowana RPM posługuje się metodologią CWD (wyznacza ceny referencyjne na podstawie odległości ważonych zdolnościami). Jedynym odstępstwem od wzorcowej metody CWD określonej w art. 8 Kodeksu TAR, jest korekta proporcji podziału przychodów na wejście i wyjście (E/E) – w indykatywnej taryfie zamiast 50/50 jest 51,5/48,5. Poniższe tabele przedstawiają różnice dla poszczególnych wielkości, między RPM a CWD.</p> <p>1. Różnica w podziale indykatywnych przychodów na punkty wejścia/punkty wyjścia [zgodnie z art.8(2)(c)]</p> <table border="1" data-bbox="272 1727 1425 1973"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Podział przychodów</th> <th colspan="2">Proponowana RPM</th> <th colspan="2">CWD wg Kodeksu TAR</th> </tr> <tr> <th>Entry</th> <th>Exit</th> <th>Entry</th> <th>Exit</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Proporcja (%)</td> <td>51,51%</td> <td>48,49%</td> <td>50,00%</td> <td>50,00%</td> </tr> <tr> <td>Kwota (tys. PLN)</td> <td>480 015</td> <td>451 929</td> <td>465 972</td> <td>465 972</td> </tr> <tr> <td>Różnica RPM - CWD (tys. PLN)</td> <td colspan="2"></td> <td>14 043</td> <td>-14 043</td> </tr> </tbody> </table>	Podział przychodów	Proponowana RPM		CWD wg Kodeksu TAR		Entry	Exit	Entry	Exit	Proporcja (%)	51,51%	48,49%	50,00%	50,00%	Kwota (tys. PLN)	480 015	451 929	465 972	465 972	Różnica RPM - CWD (tys. PLN)			14 043	-14 043
Podział przychodów	Proponowana RPM		CWD wg Kodeksu TAR																						
	Entry	Exit	Entry	Exit																					
Proporcja (%)	51,51%	48,49%	50,00%	50,00%																					
Kwota (tys. PLN)	480 015	451 929	465 972	465 972																					
Różnica RPM - CWD (tys. PLN)			14 043	-14 043																					

2. Różnice w przyporządkowaniu indykatorywnych przychodów do poszczególnych punktów wejścia/wyjścia [zgodnie z art.8(2)(d)]

Metoda	Kontratki	PWP	Mallnow	Razem
Proponowana RPM	<b>480 015</b>	<b>13 901</b>	<b>438 027</b>	<b>931 944</b>
CWD wg Kodeksu TAR	<b>465 972</b>	<b>27 945</b>	<b>438 027</b>	<b>931 944</b>
Różnica RPM - CWD	14 043	-14 043	0	0

**[B] Porównanie indykatorywnych cen referencyjnych w każdym punkcie wejścia i w każdym punkcie wyjścia proponowanej metodologii RPM i CWD, opisanego szczegółowo w artykule 8.**

Porównanie indykatorywnych cen referencyjnych wg RPM i CWD (PLN/MWh/dobę):

Artykuły  
26(1)(a)(vi)  
8

Metoda	Kontratki	PWP	Mallnow
Proponowana RPM	<b>1,3885</b>	<b>0,4597</b>	<b>1,3885</b>
CWD wg Kodeksu TAR	<b>1,3479</b>	<b>0,9241</b>	<b>1,3885</b>
Różnica RPM - CWD	0,0406	-0,4644	0,0000

**[B] DOZWOLONE LUB DOCELOWE PRZYCHODY OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO [ART. 26(1)(B)]**

**[7] Informacje indykatorywne, opisane w art. 30(1)(b)(i),(iv),(v)**

Artykuły  
26(1)(b)  
30(1)(b)(i)

**[A] Dozwolone lub docelowe przychody operatora systemu przesyłowego albo obydwa te rodzaje przychodów.**

Indykatorywne przychody EuRoPol GAZ na okres taryfowy, którego dotyczy niniejsza konsultacja, wynoszą 943,84 mln PLN (przychód regulowany).

Artykuły  
26(1)(b)  
30(1)(b)(iv)

**[B] Przychody z usług przesyłowych.**

Indykatorywne przychody z usług przesyłowych wynoszą 943,84 mln PLN (równe kwocie przychodów regulowanych EuRoPol GAZ), w tym:

- 931,94 mln PLN stanowią indykatorywne przychody z usług przesyłowych długoterminowych ciągłych (równe podstawie kalkulacji cen referencyjnych);
- 11,90 mln PLN indykatorywne przychody z tytułu usług przesyłowych rewersowych świadczonych na SGT (w kierunku przeciwnym do podstawowego kierunku przesyłu gazu).

Artykuły  
26(1)(b)  
30(1)(b)(v)(1)

**[C] Podział przychodów z usług przesyłowych na zdolności i wolumen.**

**Podział na przychody z taryf przesyłowych opartych na zdolności i przychody z taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego**

Poniższa tabela prezentuje podział indykatorywnego przychodu na zdolności i wolumen.

Rodzaj opłaty za usługi przesyłowe	Przychód regulowany
	[%]
Taryfy przesyłowe oparte na zdolności	100
Taryfy przesyłowe oparte na wolumenach	0

Artykuły 26(1)(b) 30(1)(b)(v)(2)	<p><b>[D] Podział przychodów z usług przesyłowych na wejście i wyjście.</b>  <b>Podział na przychody z taryf przesyłowych opartych na zdolnościach we wszystkich punktach wejścia i podział na przychody z taryf przesyłowych opartych na zdolności we wszystkich punktach wyjścia</b></p> <p>Poniższa tabela prezentuje podział przychodu regulowanego odzyskiwanego w formie opłat stałych na wejściach i na wyjściach dla gazu wysokometanowego.</p> <table border="1" data-bbox="341 322 1382 512"> <thead> <tr> <th>Rodzaj gazu</th> <th>Przychody oparte na zdolnościach we wszystkich punktach wejścia</th> <th>Przychody oparte na zdolnościach we wszystkich punktach wyjścia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>[%]</td> <td>[%]</td> </tr> <tr> <td>Gaz wysokometanowy</td> <td>51,5</td> <td>48,5</td> </tr> </tbody> </table>	Rodzaj gazu	Przychody oparte na zdolnościach we wszystkich punktach wejścia	Przychody oparte na zdolnościach we wszystkich punktach wyjścia		[%]	[%]	Gaz wysokometanowy	51,5	48,5
Rodzaj gazu	Przychody oparte na zdolnościach we wszystkich punktach wejścia	Przychody oparte na zdolnościach we wszystkich punktach wyjścia								
	[%]	[%]								
Gaz wysokometanowy	51,5	48,5								
Artykuły 26(1)(b) 30(1)(b)(v)(3)	<p><b>[E] Podział przychodów z usług przesyłowych na przychody za usługi wewnątrzsystemowe i przychody za usługi międzysystemowe.</b>  <b>Podział przychodów z usług przesyłowych na przychody uzyskiwane w międzysystemowych punktach wejścia i wyjścia oraz przychody uzyskiwane w wewnątrzsystemowych punktach wejścia i wyjścia, obliczone w sposób opisany w artykule 5.</b></p> <p>Wszystkie punkty wejścia/wyjścia na SGT są punktami połączeń międzysystemowych (IP).</p> <table border="1" data-bbox="341 770 1382 947"> <thead> <tr> <th>Rodzaj gazu</th> <th>Przychód regulowany uzyskiwany na połączeniach międzysystemowych</th> <th>Przychód regulowany uzyskiwany na połączeniach wewnątrzsystemowych</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>[%]</td> <td>[%]</td> </tr> <tr> <td>Gaz wysokometanowy</td> <td>100</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Rodzaj gazu	Przychód regulowany uzyskiwany na połączeniach międzysystemowych	Przychód regulowany uzyskiwany na połączeniach wewnątrzsystemowych		[%]	[%]	Gaz wysokometanowy	100	0
Rodzaj gazu	Przychód regulowany uzyskiwany na połączeniach międzysystemowych	Przychód regulowany uzyskiwany na połączeniach wewnątrzsystemowych								
	[%]	[%]								
Gaz wysokometanowy	100	0								
<b>[C] INFORMACJE NA TEMAT TARYF OPARTYCH NA WOLUMENIE PRZESYŁANEGO PALIWA GAZOWEGO I TARYF NIEPRZESYŁOWYCH [ART. 26(1)(C)]</b>										
<b>[8] Opłata zależna od przepływu. Informacje na temat taryf opartych na wolumenie przesyłanego paliwa gazowego, do których odnosi się artykuł 4(3)</b>										
Artykuły 26(1)(c)(i)(1) 4(3)(a)	<b>[A] Sposób ich wyznaczania.</b> Nie dotyczy.									
Artykuły 26(1)(c)(i)(2) 4(3)(a)	<b>[B] Udział przychodów dozwolonych lub docelowych, prognozowanych do odzyskania z takich taryf</b> Nie dotyczy.									
Artykuły 26(1)(c)(i)(3) 4(3)(a)	<b>[C] Prognozowana opłata oparta na przepływie</b> Nie dotyczy									
<b>[9] Opłata uzupełniająca związana z rozliczaniem przychodów: informacje na temat taryf przesyłowych opartych na wolumenie przesyłanego paliwa gazowego, których dotyczy artykuł 4 (3)</b>										
Artykuły 26(1)(c)(i)(1) 4(3)(b)	<b>[A] Sposób ich wyznaczania</b> Nie dotyczy.									
Artykuły 26(1)(c)(i)(2) 4(3)(b)	<b>[B] Udział przychodów dozwolonych lub docelowych, prognozowanych do odzyskania z takich taryf</b> Nie dotyczy.									
Artykuły 26(1)(c)(i)(3) 4(3)(b)	<b>[C] Indykatywna opłata uzupełniająca związana z rozliczeniem przychodów</b> Nie dotyczy.									



**[10] Informacje na temat usług nieprzesyłowych świadczonych użytkownikom sieci**

Artykuły 26(1)(c)(ii)(1) 4(1)	<b>[A] Metodologie dla taryf za usługi nieprzesyłowe</b> Nie dotyczy.
Artykuł 26(1)(c)(ii)(2)	<b>[B] Udział przychodów dozwolonych lub docelowych, prognozowanych do odzyskania z takich taryf</b> Nie dotyczy.
Artykuł 26(1)(c)(ii)(3) 17(3)	<b>[C] Sposób, w który rozliczane są przychody ze związanych usług nieprzesyłowych zgodnie z artykułem 17(3)</b> Nie dotyczy.
Artykuł 26(1)(c)(ii)(4)	<b>[D] Indykatywne taryfy nieprzesyłowe za usługi nieprzesyłowe dla użytkowników sieci</b> Nie dotyczy.

**[D] PORÓWNYWANE TARYFY I MODEL TARYFY [ART. 26(1)(D)]****[11] Indykatywne informacje określone w artykule 30(2)**

Porównanie taryf oparte jest na cenach referencyjnych. W momencie opublikowania niniejszego dokumentu nie są dostępne informacje na temat mnożników i współczynników sezonowych oraz sposobu obliczania rabatów dla produktów standardowych z zakresu zdolności przerywanej. Powyższe informacje są przedmiotem odrębnych konsultacji, prowadzonych przez krajowego regulatora (Urząd Regulacji Energetyki) i zostaną opublikowane po ich zatwierdzeniu, na stronie internetowej Operatota Gazociągów Tranzytowych GAZ-SYSTEM S.A.

Artykuły 26(1)(d) 30(2)(a)(i)	<b>[A] Porównanie taryf przesyłowych, mających zastosowanie do:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>obecnego okresu taryfowego;</b></li> <li>• <b>okresu taryfowego, którego dotyczą indykatywne ceny referencyjne będące przedmiotem niniejszej konsultacji</b></li> </ul> <b>Wyjaśnić różnicę między poziomami taryf przesyłowych</b>																						
	<p>Prezentowana poniżej tabela przedstawia różnice w poziomach cen referencyjnych między taryfą obowiązującą obecnie a indykatywną taryfą obliczoną wg proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej (RPM).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Okres taryfowy</th> <th>Entry Kondratki</th> <th>Exit PWP</th> <th>Entry/Exit Mallnow</th> </tr> <tr> <td></td> <td>[PLN/MWh/dobę]</td> <td>[PLN/MWh/dobę]</td> <td>[PLN/MWh/dobę]</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Obecny okres taryfowy</td> <td>1,2270</td> <td>0,4062</td> <td>1,2270</td> </tr> <tr> <td>Konsultowany okres taryfowy</td> <td>1,3885</td> <td>0,4597</td> <td>1,3885</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Zmiana</td> <td>0,1615</td> <td>0,0535</td> <td>0,1615</td> </tr> <tr> <td>13 %</td> <td>13 %</td> <td>13 %</td> </tr> </tbody> </table> <p>Obecnie obowiązująca taryfa została wprowadzona do stosowania z dniem 1 stycznia 2017 roku. Wzrost indykatywnych cen referencyjnych w porównaniu do tej taryfy wynika ze wzrostu kosztów, w tym głównie wzrostu cen zakupu gazu na potrzeby przesyłu.</p>	Okres taryfowy	Entry Kondratki	Exit PWP	Entry/Exit Mallnow		[PLN/MWh/dobę]	[PLN/MWh/dobę]	[PLN/MWh/dobę]	Obecny okres taryfowy	1,2270	0,4062	1,2270	Konsultowany okres taryfowy	1,3885	0,4597	1,3885	Zmiana	0,1615	0,0535	0,1615	13 %	13 %
Okres taryfowy	Entry Kondratki	Exit PWP	Entry/Exit Mallnow																				
	[PLN/MWh/dobę]	[PLN/MWh/dobę]	[PLN/MWh/dobę]																				
Obecny okres taryfowy	1,2270	0,4062	1,2270																				
Konsultowany okres taryfowy	1,3885	0,4597	1,3885																				
Zmiana	0,1615	0,0535	0,1615																				
	13 %	13 %	13 %																				
Artykuły 26(1)(d) 30(2)(a)(ii)	<b>[B] Porównanie między taryfami przesyłowymi, mającymi zastosowanie w:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>w okresie taryfowym, którego dotyczą indykatywne informacje opublikowane w niniejszym dokumencie konsultacyjnym</b></li> <li>• <b>w każdym okresie taryfowym pozostałej części okresu regulacyjnego</b></li> </ul> <p>Nie dotyczy. Rok taryfowy jest równy okresowi regulacyjnemu.</p>																						

<p>Artykuły 26(1)(d) 30(2)(b)</p>	<p><b>[C] Uproszczony model taryfy, systematycznie aktualizowany, umożliwiający użytkownikom sieci obliczanie taryf przesyłowych mających zastosowanie do konsultowanego okresu taryfowego oraz szacowanie ich możliwej zmiany poza ten okres taryfowy</b></p> <p>Uproszczony model taryfy w postaci pliku Excel, do którego link znajduje się poniżej, pozwala dokonać symulacji indykatywnych cen referencyjnych wyznaczonych wg proponowanej RPM. W momencie opublikowania niniejszego dokumentu nie są dostępne informacje na temat mnożników i współczynników sezonowych oraz sposobu obliczania rabatów dla produktów standardowych z zakresu zdolności przerywanej. Powyższe informacje są przedmiotem odrębnych konsultacji, prowadzonych przez krajowego regulatora (Urząd Regulacji Energetyki).</p> <p>Uproszczony model taryfy zostanie odpowiednio zaktualizowany, najpóźniej do daty opublikowania powyższych informacji na stronie internetowej Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.</p> <p>Link do pliku zawierającego uproszczony model taryfy (indykatywne ceny referencyjne): <a href="http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/taryfa-sgt/konsultacje-nc-tar/">http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/taryfa-sgt/konsultacje-nc-tar/</a></p>
<p>Artykuły 26(1)(d) 30(2)(b)</p>	<p><b>[D] Objasnienie jak stosować uproszczony model taryfy</b></p> <p>Uproszony model taryfy służy do symulacji wysokości cen referencyjnych (stawek opłat taryfowych za wejście i wyjście dla SGT dla produktów rocznych ciągłych). Punktem startowym są ustawienia odpowiadające danym indykatywnym (tj. będącym przedmiotem niniejszych konsultacji). Symulacji zmiany indykatywnych cen referencyjnych można dokonać poprzez symulację zmian w zakresie:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- poziomu przychodu regulowanego;</li> <li>- podziału tego przychodu pomiędzy punkty wejścia i wyjścia;</li> <li>- wykorzystania zdolności technicznych SGT.</li> </ul> <p>Symulacji ww. zmiennych dokonuje się z pomocą dedykowanych suwaków. W celu powrotu do danych wyjściowych (indykatywnych) należy kliknąć przycisk „powrót do danych indykatywnych”.</p>

**[E] STAŁA CENA NALEŻNA W SYSTEMIE PUŁAPU CENOWEGO [ART. 26(1)(E)]**

**[12] W przypadku gdy jest oferowana stała cena należna, o której mowa w art. 24(b), w systemie pułapu cenowego, dla istniejącej zdolności**

<p>Artykuł 26(1)(e)(i)</p>	<p><b>[A] Przedstawić proponowany indeks</b></p> <p>Nie dotyczy</p>
<p>Artykuł 26(1)(e)(ii)</p>	<p><b>[B] Przedstawić proponowane obliczenia dla premii z tytułu ryzyka</b></p> <p>Nie dotyczy</p>
<p>Artykuł 26(1)(e)(ii)</p>	<p><b>[C] W jaki sposób wyprowadza się przychód z zastosowanej premii z tytułu ryzyka?</b></p> <p>Nie dotyczy</p>
<p>Artykuł 26(1)(e)(iii)</p>	<p><b>[D] Dla których punktów połączenia międzysystemowego (IP) proponuje się takie podejście?</b></p> <p>Nie dotyczy</p>
<p>Artykuł 26(1)(e)(iii)</p>	<p><b>[E] Dla którego okresu taryfowego (okresów taryfowych) proponuje się takie podejście?</b></p> <p>Nie dotyczy</p>
<p>Artykuł 26(1)(e)(iv)</p>	<p><b>[F] Proces oferowania zdolności w punktach połączenia międzysystemowego (IP), dla których proponuje się zarówno podejście oparte na stałej cenie należnej, jak i podejście oparte na zmiennej cenie należnej, o której mowa w art. 24</b></p> <p>Nie dotyczy</p>