

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2017/460**z dnia 16 marca 2017 r.****ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005⁽¹⁾, w szczególności jego art. 6 ust. 11,

a także mając na uwadze, co następuje:

- (1) Zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 715/2009 konieczne jest ustanowienie kodeksu sieci dotyczącego zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu oraz określenie zasad ogólnounijnych, których celem jest integracja rynku, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i promowanie połączeń międzysystemowych między sieciami gazowymi.
- (2) Ważnym krokiem w osiągnięciu tych celów jest zwiększenie przejrzystości struktur taryf przesyłowych i procedur ich ustalania. W związku z tym konieczne jest określenie wymogów w zakresie publikowania informacji dotyczących ustalania przychodów operatorów systemów przesyłowych i określania różnych taryf przesyłowych i nieprzesyłowych. Wspomniane wymogi powinny 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. Ponadto użytkownicy sieci powinni być w stanie zrozumieć koszty będące podstawą kalkulacji taryf przesyłowych i w odpowiednim stopniu prognozować wysokość taryf przesyłowych. Celem wymogów przejrzystości przedstawionych w niniejszym rozporządzeniu jest dalsza harmonizacja zasady określonej w pkt 3.1.2 lit. a) załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 715/2009.
- (3) Po wprowadzeniu koncepcji systemu wejścia-wyjścia rozporządzeniem (WE) nr 715/2009 koszty przesyłania przestały być bezpośrednio związane z jedną określoną trasą, ponieważ zdolność w punktach wejścia i wyjścia z systemu może być kontraktowana oddzielnie, a gaz można przesyłać na potrzeby użytkowników sieci z dowolnego punktu wejścia do dowolnego punktu wyjścia. Zgodnie z tymi zasadami operator systemu przesyłowego wybiera najbardziej efektywny sposób przepływu gazu przez system. W związku z tym, aby osiągnąć i zapewnić odpowiedni poziom odzwierciedlenia i przewidywalności kosztów w takim systemie, taryfy przesyłowe muszą się opierać na metodzie wyznaczania ceny referencyjnej z wykorzystaniem określonych czynników kosztotwórczych. Należy określić podstawowe zasady, aby zapewnić stosowanie spójnej i przejrzystej metody wyznaczania ceny referencyjnej. Należy także wprowadzić obowiązek konsultowania proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej. Jeżeli zaproponowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej różni się od metody wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością, ta druga metoda powinna służyć jako alternatywa dla porównania z zaproponowaną metodą wyznaczania ceny referencyjnej.
- (4) Aby uniknąć podwójnego naliczania opłat za przesyłanie gazu do i z instalacji magazynowych, w niniejszym rozporządzeniu należy określić minimalny rabat uwzględniający ogólny wpływ tej infrastruktury na zapewnienie elastyczności systemu i bezpieczeństwo dostaw. Instalacje magazynowe z bezpośrednim dostępem do systemów przesyłowych co najmniej dwóch operatorów systemów przesyłowych w bezpośrednio połączonych systemach wejścia-wyjścia lub instalacje z jednoczesnym dostępem do systemu przesyłowego i systemu dystrybucyjnego umożliwiają przesyłanie gazu między bezpośrednio połączonymi systemami. Zastosowanie rabatu w punktach wejścia z instalacji magazynowych lub punktach wyjścia do instalacji magazynowych, wykorzystywanych do przesyłania gazu między bezpośrednio połączonymi systemami, mogłoby być korzystniejsze dla wspomnianych użytkowników sieci w porównaniu z innymi użytkownikami sieci rezerwującymi produkty z zakresu zdolności bez rabatu w punktach połączeń międzysystemowych lub korzystającymi z instalacji magazynowych do przesyłania gazu w ramach tego samego systemu. Na mocy niniejszego rozporządzenia należy wprowadzić mechanizmy pozwalające uniknąć takiej dyskryminacji.
- (5) W celu wsparcia bezpieczeństwa dostaw należy rozważyć przyznanie rabatu dla punktów wejścia z instalacji LNG oraz w punktach wejścia z i punktach wyjścia do infrastruktury zbudowanej w celu zakończenia izolacji systemów przesyłowych gazu państw członkowskich.

⁽¹⁾ Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 36.

- (6) Operatorzy systemów przesyłowych w określonych systemach wejścia-wyjścia przesyłają o wiele większe ilości gazu do innych systemów, niż zużywane jest w ich własnym systemie wejścia-wyjścia. W związku z tym metody wyznaczania ceny referencyjnej powinny obejmować zabezpieczenia niezbędne do ochrony dotychczasowych odbiorców przed zagrożeniami związanymi z dużymi przepływami gazu.
- (7) Należy ustanowić zasady dotyczące uzgadniania przychodów w celu promowania stabilności taryf przesyłowych dla użytkowników sieci, wspierania stabilności finansowej i unikania szkodliwego wpływu na przychody i przepływy pieniężne operatorów systemów przesyłowych.
- (8) Ponadto należy określić przepisy dotyczące zasad ustalania taryf dla zdolności przyrostowych, które są udostępniane na zasadach rynkowych, zgodnie z procesem opisanym w art. 26–30 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/459 ⁽¹⁾. Jeżeli udostępnienie zdolności przyrostowych prowadziło do takiego poziomu subsydiowania skrośnego, którego nie można uzasadnić, ponieważ dotychczasowi odbiorcy byliby narażeni w znacznym stopniu na ryzyko związane z wolumenem gazu, na mocy niniejszego rozporządzenia należy wprowadzić mechanizmy zmniejszające takie ryzyko.
- (9) Niniejsze rozporządzenie powinno mieć zastosowanie do nieobjętej zwolnieniem części głównych nowych infrastruktur, które zgodnie z art. 36 dyrektywy 2009/73/WE zostały zwolnione ze stosowania art. 41 ust. 6, 8 i 10 tej dyrektywy. W przypadkach gdy specyfika połączeń międzysystemowych została uznana na szczeblu europejskim poprzez przyznanie im zwolnienia zgodnie z art. 36 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE ⁽²⁾ lub w inny sposób, krajowe organy regulacyjne powinny posiadać uprawnienia do przyznawania odstępstw od wymogów określonych w niniejszym rozporządzeniu, które mogłyby zagrozić sprawnemu funkcjonowaniu takich połączeń międzysystemowych.
- (10) Niniejsze rozporządzenie powinno pozostawać bez uszczerbku dla stosowania unijnych i krajowych reguł konkurencji, w szczególności zakazu umów ograniczających konkurencję (art. 101 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej) i nadużywania pozycji dominującej (art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej). Wprowadzone zharmonizowane struktury taryf przesyłowych powinny być skonstruowane w taki sposób, aby zapobiegały sytuacji, w której rynki dostaw nie mogłyby funkcjonować.
- (11) Krajowe organy regulacyjne i operatorzy systemów przesyłowych powinni mieć na uwadze najlepsze praktyki i starania służące harmonizacji procedur na potrzeby wdrożenia niniejszego rozporządzenia. Działając zgodnie z art. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 ⁽³⁾, Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki i krajowe organy regulacyjne powinny zapewnić wdrożenie przepisów dotyczących zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu w całej Unii w najbardziej efektywny sposób.
- (12) Środki przewidziane w niniejszym rozporządzeniu są zgodne z opinią Komitetu ustanowionego zgodnie z art. 51 dyrektywy 2009/73/WE,

PRZYJMUJE NINIEJSZE ROZPORZĄDZENIE:

ROZDZIAŁ I

PRZEPISY OGÓLNE

Artykuł 1

Przedmiot

Niniejszym rozporządzeniem ustanawia się kodeks sieci określający zasady dotyczące zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu, w tym zasady dotyczące stosowania metody wyznaczania ceny referencyjnej, powiązane z nimi wymogi w zakresie konsultacji i publikacji, a także zasady dotyczące obliczania cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności.

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (zob. s. 1 niniejszego Dziennika Urzędowego).

⁽²⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 94).

⁽³⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 1).

Artykuł 2

Zakres stosowania

1. Niniejsze rozporządzenie stosuje się do wszystkich punktów wejścia i wszystkich punktów wyjścia sieci przesyłowych gazu, z wyjątkiem rozdziałów III, V, VI, art. 28, art. 31 ust. 2 i 3 oraz rozdziału IX, które mają zastosowanie wyłącznie do punktów połączeń międzysystemowych. Rozdziały III, V, VI, art. 28 i rozdział IX stosuje się do punktów wejścia z państw trzecich lub punktów wyjścia do państw trzecich, bądź obu tych rodzajów punktów, w przypadku gdy krajowy organ regulacyjny podejmie decyzję o zastosowaniu rozporządzenia (UE) 2017/459 w tych punktach.
2. Niniejsze rozporządzenie nie ma zastosowania w państwach członkowskich, którym przyznano odstępstwo na mocy art. 49 dyrektywy 2009/73/WE, w okresie obowiązywania tego odstępstwa.

Artykuł 3

Definicje

Do celów niniejszego rozporządzenia zastosowanie mają definicje zawarte w art. 2 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, w art. 3 rozporządzenia (UE) 2017/459, w art. 3 rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 ⁽¹⁾, art. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/703 ⁽²⁾ oraz w art. 2 dyrektywy 2009/73/WE. Dodatkowo stosuje się następujące definicje:

- 1) „cena referencyjna” oznacza cenę za produkt z zakresu zdolności ciągłej o czasie trwania wynoszącym jeden rok, która obowiązuje w punktach wejścia i punktach wyjścia oraz którą stosuje się do określenia taryf przesyłowych opartych na zdolności;
- 2) „metoda wyznaczania ceny referencyjnej” oznacza metodę stosowaną, w celu określenia cen referencyjnych, do części przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu poprzez taryfy przesyłowe oparte na zdolności;
- 3) „system pułapu niecenowego” oznacza system regulacyjny, taki jak wykorzystujący pułap przychodów, stopę zwrotu i zasadę „koszt plus”, w ramach którego dozwolone przychody operatora systemu przesyłowego są ustalane zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE;
- 4) „przychody z usług nieprzesyłowych” oznaczają część dozwolonych lub docelowych przychodów, która jest uzyskiwana poprzez taryfy nieprzesyłowe;
- 5) „okres regulacyjny” oznacza okres, w odniesieniu do którego ogólne zasady dotyczące dozwolonych lub docelowych przychodów są określane zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE;
- 6) „przychody z usług przesyłowych” oznaczają część dozwolonych lub docelowych przychodów, która jest uzyskiwana poprzez taryfy przesyłowe;
- 7) „taryfy przesyłowe” oznaczają opłaty uiszczane przez użytkowników sieci za świadczone im usługi przesyłowe;
- 8) „wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci” oznacza przesyłanie gazu w ramach systemu wejścia-wyjścia do odbiorców przyłączonych do tego samego systemu wejścia-wyjścia;
- 9) „międzysystemowe wykorzystanie sieci” oznacza przesyłanie gazu w ramach systemu wejścia-wyjścia do odbiorców przyłączonych do innego systemu wejścia-wyjścia;
- 10) „jednorodna grupa punktów” oznacza grupę jednego z następujących rodzajów punktów: punkty wejścia na połączeniach międzysystemowych, punkty wyjścia na połączeniach międzysystemowych, krajowe punkty wejścia, krajowe punkty wyjścia, punkty wejścia z instalacji magazynowych, punkty wyjścia do instalacji magazynowych, punkty wejścia z instalacji do skraplania gazu ziemnego (zwanymi dalej „instalacjami LNG”), punkty wyjścia do instalacji LNG i punkty wejścia z instalacji produkcyjnych;

⁽¹⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz.U. L 91 z 27.3.2014, s. 15).

⁽²⁾ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/703 z dnia 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (Dz.U. L 113 z 1.5.2015, s. 13).

- 11) „dozwolone przychody” oznaczają sumę przychodów z usług przesyłowych i przychodów z usług nieprzesyłowych uzyskanych przez operatora systemu przesyłowego z tytułu świadczenia usług w określonym czasie w danym okresie regulacyjnym, które taki operator systemu przesyłowego ma prawo uzyskać w ramach systemu pułapu niecenowego i które są określane zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE;
- 12) „usługi przesyłowe” oznaczają regulowane usługi świadczone przez operatora systemu przesyłowego w obrębie systemu wejścia-wyjścia w celu przesyłania gazu;
- 13) „taryfy nieprzesyłowe” oznaczają opłaty uiszczane przez użytkowników sieci za świadczone im usługi nieprzesyłowe;
- 14) „docelowe przychody” oznaczają sumę oczekiwanych przychodów z usług przesyłowych, obliczonych zgodnie z zasadami określonymi w art. 13 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 i oczekiwanych przychodów z usług nieprzesyłowych uzyskanych przez operatora systemu przesyłowego za świadczenie usług w określonym czasie w ciągu danego okresu regulacyjnego w ramach systemu pułapu cenowego;
- 15) „usługi nieprzesyłowe” oznaczają usługi regulowane inne niż usługi przesyłowe oraz inne niż usługi regulowane rozporządzeniem (UE) nr 312/2014, które świadczy operator systemu przesyłowego;
- 16) „mnożnik” oznacza współczynnik stosowany w odniesieniu do odpowiedniej części ceny referencyjnej w celu obliczenia ceny bazowej krótkoterminowego standardowego produktu z zakresu zdolności;
- 17) „system pułapu cenowego” oznacza system regulacyjny, w ramach którego ustala się maksymalną wysokość taryfy przesyłowej na podstawie docelowych przychodów zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE;
- 18) „czynnik kosztotwórczy” oznacza kluczowy parametr działalności operatora systemu przesyłowego, który jest skorelowany z ponoszonymi przez niego kosztami, np. odległość lub zdolność techniczną;
- 19) „klaster punktów wejścia lub wyjścia” oznacza jednorodną grupę punktów lub grupę punktów wejścia lub punktów wyjścia znajdujących się niedaleko siebie, która na potrzeby stosowania metody wyznaczania ceny referencyjnej jest uznawana, odpowiednio, za jeden punkt wejścia lub jeden punkt wyjścia;
- 20) „scenariusz przepływu” oznacza połączenie punktu wejścia i punktu wyjścia, które odzwierciedla wykorzystanie systemu przesyłowego zgodnie z prawdopodobnymi modelami podaży i popytu oraz dla którego istnieje co najmniej jedna trasa gazociągu umożliwiająca przepływ gazu do sieci przesyłowej w danym punkcie wejścia i z sieci przesyłowej w danym punkcie wyjścia, niezależnie od tego, czy zdolność jest zakontraktowana w danym punkcie wejścia, czy też w danym punkcie wyjścia;
- 21) „współczynnik sezonowy” oznacza współczynnik odzwierciedlający zmienność zapotrzebowania w ciągu roku, który można stosować w połączeniu z odpowiednim mnożnikiem;
- 22) „stała cena należna” oznacza cenę obliczoną zgodnie z art. 24 lit. b), w przypadku której cena bazowa nie podlega żadnemu dostosowaniu;
- 23) „okres taryfowy” oznacza okres, w którym obowiązuje określony poziom ceny referencyjnej, trwający co najmniej jeden rok i nie dłużej niż okres regulacyjny;
- 24) „konto regulacyjne” oznacza rachunek obejmujący co najmniej niewystarczająco i nadmiernie odzyskiwane przychody z usług przesyłowych w ramach systemu pułapu niecenowego;
- 25) „ premia aukcyjna” oznacza różnicę między ceną rozliczeniową a ceną bazową na aukcji;
- 26) „zmienna cena należna” oznacza cenę obliczoną zgodnie z art. 24 lit. a), w przypadku której cena bazowa podlega dostosowaniu, takiemu jak uzgadnianie przychodów, dostosowanie dozwolonych przychodów lub dostosowanie przewidywanej zdolności zakontraktowanej.

Artykuł 4

Usługi i taryfy przesyłowe i nieprzesyłowe

1. Daną usługę zalicza się do usług przesyłowych, o ile spełnione są oba poniższe kryteria:
 - a) koszty takiej usługi wynikają z czynników kosztotwórczych, takich jak zdolność techniczna lub przewidywana zdolność zakontraktowana oraz odległość;
 - b) koszty takiej usługi są powiązane z inwestycjami w infrastrukturę i eksploatacją infrastruktury, która jest częścią regulowanej bazy aktywów związanej ze świadczeniem usług przesyłowych.

Jeżeli którekolwiek z kryteriów określonych w lit. a) i b) nie zostało spełnione, daną usługę można zaliczyć do usług przesyłowych lub nieprzesyłowych w zależności od ustaleń wypracowanych podczas konsultacji okresowych przez operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów przesyłowych lub krajowy organ regulacyjny oraz decyzji krajowego organu regulacyjnego, jak określono w art. 26 i 27.

2. Taryfy przesyłowe można ustalać w taki sposób, aby uwzględniały warunki dotyczące produktów z zakresu zdolności ciągłej.

3. Przychody z usług przesyłowych są uzyskiwane poprzez taryfy przesyłowe oparte na zdolności.

W drodze odstępstwa i pod warunkiem zatwierdzenia przez krajowy organ regulacyjny, część przychodów z usług przesyłowych można odzyskać wyłącznie w formie następujących, ustalanych niezależnie od siebie taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego:

a) opłata zależna od przepływu, która spełnia wszystkie poniższe kryteria:

- (i) jest pobierana w celu pokrycia kosztów wynikających głównie z ilości przepływającego gazu;
- (ii) jest obliczana na podstawie prognozowanych przepływów lub historycznych przepływów, bądź obu tych rodzajów przepływów, i ustalana w taki sposób, aby była jednakowa we wszystkich punktach wejścia i punktach wyjścia;
- (iii) jest wyrażona w formie pieniężnej lub niepieniężnej;

b) uzupełniająca opłata związana z uzgadnianiem przychodów, która spełnia wszystkie poniższe kryteria:

- (i) jest pobierana w celu wyrównania niewystarczających lub nadmiernych przychodów;
- (ii) jest obliczana na podstawie prognozowanych lub historycznych alokacji zdolności lub przepływów, bądź obu tych rodzajów danych;
- (iii) jest stosowana w punktach innych niż punkty połączeń międzysystemowych;
- (iv) jest stosowana po przeprowadzeniu przez krajowy organ regulacyjny oceny odzwierciedlenia kosztów i ich wpływu na subsydiowanie skrośne między punktami połączeń międzysystemowych a punktami innymi niż punkty połączeń międzysystemowych.

4. Przychody z usług nieprzesyłowych są odzyskiwane w formie taryf nieprzesyłowych stosowanych do danej usługi nieprzesyłowej. Tego rodzaju taryfy posiadają następujące cechy:

- a) odzwierciedlają koszty oraz są niedyskryminacyjne, obiektywne i przejrzyste;
- b) są stosowane wobec beneficjentów danej usługi nieprzesyłowej w celu zminimalizowania subsydiowania skrośnego między użytkownikami sieci z lub spoza państwa członkowskiego, bądź z obu tych terytoriów.

Jeżeli według krajowego organu regulacyjnego z danej usługi nieprzesyłowej korzystają wszyscy użytkownicy sieci, koszty takiej usługi podlegają odzyskaniu od wszystkich użytkowników sieci.

Artykuł 5

Oceny alokacji kosztów

1. Krajowy organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przeprowadza następujące oceny i publikuje je w ramach ostatecznej konsultacji, o której mowa w art. 26:

a) ocenę alokacji kosztów dotyczącą przychodów z usług przesyłowych, które podlegają odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności, i opartą wyłącznie na czynnikach kosztotwórczych, takich jak:

- (i) zdolność techniczna; lub
- (ii) przewidywana zdolność zakontraktowana; lub
- (iii) zdolność techniczna i odległość; lub
- (iv) przewidywana zdolność zakontraktowana i odległość;

b) ocenę alokacji kosztów dotyczącą przychodów z usług przesyłowych, które podlegają odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego, w stosownych przypadkach, i opartą wyłącznie na czynnikach kosztotwórczych, takich jak:

- (i) ilość przesyłanego gazu; lub
- (ii) ilość przesyłanego gazu i odległość.

2. W ramach ocen alokacji kosztów określa się stopień subsydiowania skrośnego między wewnątrzsystemowym wykorzystaniem sieci i międzysystemowym wykorzystaniem sieci na podstawie zaproponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej.

3. Ocenę alokacji kosztów, o której mowa w ust. 1 lit. a), przeprowadza się w następujący sposób:

a) przychody z usług przesyłowych uzyskiwane z wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci zarówno we wszystkich punktach wejścia, jak i we wszystkich punktach wyjścia dzieli się przez wartość odpowiednich czynników kosztotwórczych związanych ze zdolnościami dla wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci w celu obliczenia wewnątrzsystemowego wskaźnika zdolności wyrażonego w jednostce monetarnej na jednostkę pomiarową, np. w EUR na MWh/dzień, według następującego wzoru:

$$\text{Ratio}_{cap}^{intra} = \frac{\text{Revenue}_{cap}^{intra}}{\text{Driver}_{cap}^{intra}}$$

gdzie:

$\text{Revenue}_{cap}^{intra}$ oznacza przychody określone w jednostce monetarnej np. EUR, które uzyskuje się z taryf opartych na zdolności z tytułu wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci;

$\text{Driver}_{cap}^{intra}$ oznacza wartość czynników kosztotwórczych związanych ze zdolnościami dla wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci, np. sumę średnich dziennych przewidywanych zdolności zakontraktowanych w każdym wewnątrzsystemowym punkcie wejścia i wewnątrzsystemowym punkcie wyjścia lub klastrze punktów, określoną w jednostce pomiarowej takiej jak MWh/dzień;

b) przychody z usług przesyłowych uzyskiwane z międzysystemowego wykorzystania sieci zarówno we wszystkich punktach wejścia, jak i we wszystkich punktach wyjścia dzieli się przez wartość odpowiednich czynników kosztotwórczych związanych ze zdolnościami dla międzysystemowego wykorzystania sieci w celu obliczenia międzysystemowego wskaźnika zdolności wyrażonego w jednostce monetarnej na jednostkę pomiarową, np. w EUR na MWh/dzień, według następującego wzoru:

$$\text{Ratio}_{cap}^{cross} = \frac{\text{Revenue}_{cap}^{cross}}{\text{Driver}_{cap}^{cross}}$$

gdzie:

$\text{Revenue}_{cap}^{cross}$ oznacza przychody określone w jednostce monetarnej np. EUR, które uzyskuje się z taryf opartych na zdolności z tytułu międzysystemowego wykorzystania sieci;

$\text{Driver}_{cap}^{cross}$ oznacza wartość czynników kosztotwórczych związanych ze zdolnościami dla międzysystemowego wykorzystania sieci, np. sumę średnich dziennych przewidywanych zdolności zakontraktowanych w każdym międzysystemowym punkcie wejścia i punkcie wyjścia lub klastrze punktów, określoną w jednostce pomiarowej takiej jak MWh/dzień;

c) wyrażony w procentach indeks alokacji kosztów związanych ze zdolnościami służący do porównania wskaźników, o których mowa w lit. a) i b), oblicza się według następującego wzoru:

$$\text{Comp}_{cap} = \frac{2 \times \left| \text{Ratio}_{cap}^{intra} - \text{Ratio}_{cap}^{cross} \right|}{\text{Ratio}_{cap}^{intra} + \text{Ratio}_{cap}^{cross}} \times 100 \%$$

4. Ocenę alokacji kosztów, o której mowa w ust. 1 lit. b), przeprowadza się w następujący sposób:

a) przychody z usług przesyłowych opartych na wolumenach przesłanego paliwa gazowego uzyskiwane z wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci zarówno we wszystkich punktach wejścia, jak i we wszystkich punktach wyjścia dzieli się przez wartość odpowiednich czynników kosztotwórczych związanych z wolumenami dla wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci w celu obliczenia wewnątrzsystemowego wskaźnika zależnego od wolumenu, wyrażonego w jednostce monetarnej na jednostkę pomiarową, np. w EUR na MWh, według następującego wzoru:

$$\text{Ratio}_{comm}^{intra} = \frac{\text{Revenue}_{comm}^{intra}}{\text{Driver}_{comm}^{intra}}$$

gdzie:

$\text{Revenue}_{comm}^{intra}$ oznacza przychody określone w jednostce monetarnej np. EUR, które uzyskuje się z taryf opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego z tytułu wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci;

$\text{Driver}_{comm}^{intra}$ oznacza wartość czynników kosztotwórczych związanych z wolumenami dla wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci, np. sumę średnich dziennych przewidywanych przepływów w każdym wewnątrzsystemowym punkcie wejścia i punkcie wyjścia lub klastrze punktów, określoną w jednostce pomiarowej takiej jak MWh;

- b) przychody z usług przesyłowych opartych na wolumenach przesłanego paliwa gazowego uzyskiwane z międzysystemowego wykorzystania sieci zarówno we wszystkich punktach wejścia, jak i we wszystkich punktach wyjścia dzieli się przez wartość odpowiednich czynników kosztotwórczych związanych z wolumenami dla międzysystemowego wykorzystania sieci w celu obliczenia międzysystemowego wskaźnika zależnego od wolumenu, wyrażonego w jednostce monetarnej na jednostkę pomiarową, np. w EUR na MWh, według następującego wzoru:

$$\text{Ratio}_{\text{comm}}^{\text{cross}} = \frac{\text{Revenue}_{\text{comm}}^{\text{cross}}}{\text{Driver}_{\text{comm}}^{\text{cross}}}$$

gdzie:

$\text{Revenue}_{\text{comm}}^{\text{cross}}$ oznacza przychody określone w jednostce monetarnej np. EUR, które uzyskuje się z tariff opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego z tytułu międzysystemowego wykorzystania sieci;

$\text{Driver}_{\text{comm}}^{\text{cross}}$ oznacza wartość czynników kosztotwórczych związanych z wolumenami dla międzysystemowego wykorzystania sieci, np. sumę średnich dziennych przewidywanych przepływów w każdym międzysystemowym punkcie wejścia i punkcie wyjścia lub klastrze punktów, określoną w jednostce pomiarowej takiej jak MWh;

- c) wyrażony w procentach indeks alokacji kosztów związanych z wolumenami służący do porównania wskaźników, o których mowa w lit. a) i b), oblicza się według następującego wzoru:

$$\text{Comp}_{\text{comm}} = \frac{2 \times |\text{Ratio}_{\text{comm}}^{\text{intra}} - \text{Ratio}_{\text{comm}}^{\text{cross}}|}{\text{Ratio}_{\text{comm}}^{\text{intra}} + \text{Ratio}_{\text{comm}}^{\text{cross}}} \times 100 \%$$

5. Przychody z usług przesyłowych uzyskiwane z wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci w punktach wejścia, o których mowa w ust. 3 lit. a) i ust. 4 lit. a), oblicza się w następujący sposób:

- a) wielkość alokowanej zdolności lub, odpowiednio, przepływów przypisanych do usług przesyłowych świadczonych na potrzeby międzysystemowego wykorzystania sieci we wszystkich punktach wejścia uznaje się za równą wielkości zdolności lub, odpowiednio, przepływów przypisanych do usług przesyłowych świadczonych na potrzeby międzysystemowego wykorzystania sieci we wszystkich punktach wyjścia;
- b) zdolność i, odpowiednio, przepływy określone zgodnie z lit. a) niniejszego ustępu wykorzystuje się do obliczania przychodów z usług przesyłowych uzyskiwanych z międzysystemowego wykorzystania sieci w punktach wejścia;
- c) różnica między całkowitymi przychodami z usług przesyłowych uzyskiwanymi w punktach wejścia a otrzymaną wartością, o której mowa w lit. b) niniejszego ustępu, jest równa przychodom z usług przesyłowych uzyskiwanych z wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci w punktach wejścia.

6. Jeżeli jako czynnik kosztotwórczy wykorzystuje się odległość w połączeniu ze zdolnością techniczną lub przewidywaną zdolnością zakontraktowaną lub przepływami, stosuje się średnią odległość ważoną zdolnością lub, odpowiednio, średnią odległość ważoną wolumenem. Jeżeli wyniki, odpowiednio, indeksu alokacji kosztów związanych ze zdolnościami lub indeksu alokacji kosztów związanych z wolumenami, o których mowa, odpowiednio, w ust. 3 lit. c) lub w ust. 4 lit. c), przekraczają 10 %, krajowy organ regulacyjny przedstawia uzasadnienie takich wyników w decyzji, o której mowa w art. 27 ust. 4.

ROZDZIAŁ II

METODY WYZNACZANIA CENY REFERENCYJNEJ

Artykuł 6

Stosowanie metody wyznaczania ceny referencyjnej

1. Zgodnie z art. 27 krajowy organ regulacyjny ustala lub zatwierdza metodę wyznaczania ceny referencyjnej. Stosowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej jest przedmiotem konsultacji okresowych prowadzonych zgodnie z art. 26 przez operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów przesyłowych lub krajowy organ regulacyjny, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego.

2. W wyniku zastosowania metody wyznaczania ceny referencyjnej otrzymuje się cenę referencyjną.
3. Tę samą metodę wyznaczania ceny referencyjnej stosuje się do wszystkich punktów wejścia i punktów wyjścia w danym systemie wejścia-wyjścia, z zastrzeżeniem wyjątków określonych w art. 10 i 11.
4. Dostosowania metody wyznaczania ceny referencyjnej stosowanej do wszystkich punktów wejścia i punktów wyjścia można dokonywać wyłącznie zgodnie z art. 9 lub w następstwie co najmniej jednego z następujących działań:
 - a) analizy porównawczej przeprowadzonej przez krajowy organ regulacyjny, przy czym ceny referencyjne w danym punkcie wejścia lub punkcie wyjścia zostają tak dostosowane, aby otrzymane wartości odpowiadały konkurencyjnemu poziomowi cen referencyjnych;
 - b) wyrównania dokonanego przez operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów przesyłowych lub krajowy organ regulacyjny, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przy czym tę samą cenę referencyjną stosuje się do kilku lub wszystkich punktów w obrębie jednorodnej grupy punktów;
 - c) przeskalowania dokonanego przez operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów przesyłowych lub krajowy organ regulacyjny, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przy czym ceny referencyjne we wszystkich punktach wejścia lub punktach wyjścia, bądź w obu tych rodzajach punktów, dostosowuje się poprzez pomnożenie ich wartości przez stałą lub poprzez dodanie stałej do ich wartości lub jej odjęcie od ich wartości.

Artykuł 7

Wybór metody wyznaczania ceny referencyjnej

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) uwzględnić 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 przesyłami 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.

Artykuł 8

Metoda wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością

1. Parametry dotyczące metody wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością są następujące:
 - a) część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności;
 - b) przewidywana zdolność zakontraktowana w każdym punkcie wejścia lub klastrze punktów wejścia oraz w każdym punkcie wyjścia lub klastrze punktów wyjścia;
 - c) jeżeli punkty wejścia i punkty wyjścia można połączyć w ramach odpowiedniego scenariusza przepływu, najkrótsza trasa gazociągu między punktem wejścia lub klastrzem punktów wejścia a punktem wyjścia lub klastrzem punktów wyjścia;
 - d) połączenia punktów wejścia i punktów wyjścia, jeżeli niektóre punkty wejścia i niektóre punkty wyjścia można połączyć w ramach odpowiedniego scenariusza przepływu;
 - e) podział na wejście i wyjście, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (v) ppkt 2, wynosi 50/50.

Jeżeli w scenariuszu przepływu nie można połączyć punktów wejścia i punktów wyjścia, takie połączenie punktów wejścia i punktów wyjścia nie jest uwzględniane.

2. Ceny referencyjne otrzymuje się w ramach następujących po sobie etapów:

a) średnią ważoną odległość dla każdego punktu wejścia lub każdego klastra punktów wejścia oraz każdego punktu wyjścia lub każdego klastra punktów wyjścia oblicza się, uwzględniając – w stosownych przypadkach – połączenia, o których mowa w ust. 1 lit. d), według następujących wzorów:

(i) w przypadku punktu wejścia lub klastra punktów wejścia, jako sumę iloczynów zdolności w każdym punkcie wyjścia lub klastrze punktów wyjścia i odległości z danego punktu wejścia lub klastra punktów wejścia do każdego punktu wyjścia lub klastra punktów wyjścia, podzieloną przez sumę zdolności w każdym punkcie wyjścia lub klastrze punktów wyjścia:

$$AD_{En} = \frac{\sum_{\text{all Ex}} CAP_{Ex} \times D_{En,Ex}}{\sum_{\text{all Ex}} CAP_{Ex}}$$

gdzie:

AD_{En} oznacza średnią ważoną odległość dla punktu wejścia lub klastra punktów wejścia;

CAP_{Ex} oznacza przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie wyjścia lub w klastrze punktów wyjścia;

$D_{En,Ex}$ oznacza odległość między danym punktem wejścia lub klastrzem punktów wejścia a danym punktem wyjścia lub klastrzem punktów wyjścia, o której mowa w ust. 1 lit. c);

(ii) w przypadku punktu wyjścia lub klastra punktów wyjścia, jako sumę iloczynów zdolności w każdym punkcie wejścia lub klastrze punktów wejścia i odległości do danego punktu wyjścia lub klastra punktów wyjścia z każdego punktu wejścia lub klastra punktów wejścia, podzieloną przez sumę zdolności w każdym punkcie wejścia lub klastrze punktów wejścia:

$$AD_{Ex} = \frac{\sum_{\text{all En}} CAP_{En} \times D_{En,Ex}}{\sum_{\text{all En}} CAP_{En}}$$

gdzie:

AD_{Ex} oznacza średnią ważoną odległość dla punktu wyjścia lub klastra punktów wyjścia;

CAP_{En} oznacza przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie wejścia lub w klastrze punktów wejścia;

$D_{En,Ex}$ oznacza odległość między danym punktem wejścia lub klastrzem punktów wejścia a danym punktem wyjścia lub klastrzem punktów wyjścia, o której mowa w ust. 1 lit. c);

b) wagę kosztów dla każdego punktu wejścia lub każdego klastra punktów wejścia oraz każdego punktu wyjścia lub każdego klastra punktów wyjścia oblicza się według następujących wzorów:

$$W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{\sum_{\text{all En}} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{\sum_{\text{all Ex}} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

gdzie:

$W_{c,En}$ oznacza wagę kosztów dla danego punktu wejścia lub klastra punktów wejścia;

$W_{c,Ex}$ oznacza wagę kosztów dla danego punktu wyjścia lub klastra punktów wyjścia;

AD_{En} oznacza średnią ważoną odległość dla punktu wejścia lub klastra punktów wejścia;

AD_{Ex} oznacza średnią ważoną odległość dla punktu wyjścia lub klastra punktów wyjścia;

CAP_{En} oznacza przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie wejścia lub w klastrze punktów wejścia;

CAP_{Ex} oznacza przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie wyjścia lub w klastrze punktów wyjścia;

c) na podstawie podziału na wejście i wyjście określa się część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności we wszystkich punktach wejścia oraz część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności we wszystkich punktach wyjścia;

- d) część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności w każdym punkcie wejścia lub każdym klastrze punktów wejścia oraz w każdym punkcie wyjścia lub każdym klastrze wyjścia oblicza się według następujących wzorów:

$$R_{En} = W_{c,En} \times R_{\Sigma En}$$

$$R_{Ex} = W_{c,Ex} \times R_{\Sigma Ex}$$

gdzie:

$W_{c,En}$ oznacza wagę kosztów dla danego punktu wejścia lub klastra punktów wejścia;

$W_{c,Ex}$ oznacza wagę kosztów dla danego punktu wyjścia lub klastra punktów wyjścia;

R_{En} oznacza część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności w punkcie wejścia lub klastrze punktów wejścia;

R_{Ex} oznacza część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności w punkcie wyjścia lub klastrze punktów wyjścia;

$R_{\Sigma En}$ oznacza część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności we wszystkich punktach wejścia;

$R_{\Sigma Ex}$ oznacza część przychodów z usług przesyłowych, która podlega odzyskaniu w formie taryf przesyłowych opartych na zdolności we wszystkich punktach wyjścia;

- e) otrzymane wartości, o których mowa w lit. d), dzieli się przez przewidywaną zdolność zakontraktowaną w każdym punkcie wejścia lub każdym klastrze punktów wejścia oraz w każdym punkcie wyjścia lub każdym klastrze punktów wyjścia według następujących wzorów:

$$T_{En} = \frac{R_{En}}{CAP_{En}}$$

$$T_{Ex} = \frac{R_{Ex}}{CAP_{Ex}}$$

gdzie:

T_{En} oznacza cenę referencyjną w punkcie wejścia lub w każdym punkcie wejścia w klastrze punktów wejścia;

T_{Ex} oznacza cenę referencyjną w punkcie wyjścia lub w każdym punkcie wyjścia w klastrze punktów wyjścia;

CAP_{En} oznacza przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie wejścia lub w klastrze punktów wejścia;

CAP_{Ex} oznacza przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie wyjścia lub w klastrze punktów wyjścia.

Artykuł 9

Dostosowanie taryf w punktach wejścia z instalacji magazynowych i punktach wyjścia do instalacji magazynowych oraz w punktach wejścia z instalacji LNG oraz infrastruktury służącej zakończeniu izolacji

1. W odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w punktach wejścia z instalacji magazynowych i punktach wyjścia do instalacji magazynowych stosuje się rabat w wysokości co najmniej 50 %, z wyłączeniem instalacji magazynowej, która jest połączona z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną, w zakresie w jakim instalacja ta jest wykorzystywana do konkurowania z punktem połączenia międzysystemowego.
2. W punktach wejścia z instalacji LNG oraz w punktach wejścia z i punktach wyjścia do infrastruktury stworzonej w celu zakończenia izolacji państw członkowskich w zakresie ich systemów przesyłowych gazu można stosować rabat w odniesieniu do taryf przesyłowych opartych na zdolności w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw.

Artykuł 10

Zasady dotyczące systemów wejścia-wyjścia w państwie członkowskim, w którym działa więcej niż jeden operator systemu przesyłowego

1. Zgodnie z art. 6 ust. 3 ta sama metoda wyznaczania ceny referencyjnej jest stosowana łącznie przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych w ramach systemu wejścia-wyjścia w danym państwie członkowskim.

2. W drodze odstępstwa od ust. 1 i z zastrzeżeniem ust. 3, krajowy organ regulacyjny może podjąć decyzję:
 - a) o oddzielnym stosowaniu tej samej metody wyznaczania ceny referencyjnej przez każdego operatora systemu przesyłowego w ramach systemu wejścia-wyjścia;
 - b) w drodze odstępstwa od art. 6 ust. 3, podczas planowania połączenia systemów wejścia-wyjścia – o wprowadzeniu przejściowych etapów umożliwiających stosowanie różnych metod wyznaczania ceny referencyjnej oddzielnie przez każdego operatora systemu przesyłowego w ramach odpowiednich systemów wejścia-wyjścia. W decyzji takiej określa się okres stosowania przejściowych etapów. Krajowy organ regulacyjny lub operatorzy systemów przesyłowych, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przeprowadzają ocenę skutków i analizę kosztów i korzyści przed wdrożeniem takich przejściowych etapów.

W wyniku oddzielnego stosowania różnych metod wyznaczania ceny referencyjnej dostosowuje się odpowiednio przychody z usług przesyłowych uzyskiwane przez odpowiednich operatorów systemów przesyłowych.

3. Aby umożliwić prawidłowe łączne stosowanie tej samej metody wyznaczania ceny referencyjnej, ustanawia się skuteczny mechanizm rozliczeń międzyoperatorskich.

Decyzję, o której mowa w ust. 2 lit. a) lub, odpowiednio, w ust. 2 lit. b), można podjąć, o ile spełnione zostaną następujące warunki:

- a) ustanowiony zostanie skuteczny mechanizm rozliczeń międzyoperatorskich w celu:
 - (i) zapobiegania negatywnemu wpływowi na przychody z usług przesyłowych uzyskiwane przez odpowiednich operatorów systemów przesyłowych;
 - (ii) uniknięcia subsydiowania skrośnego między wewnątrzsystemowym wykorzystaniem sieci i międzysystemowym wykorzystaniem sieci;
 - b) takie oddzielne stosowanie zapewnia, aby koszty odpowiadały kosztom ponoszonym przez efektywnie działającego operatora systemu przesyłowego.
4. Maksymalny okres określony w decyzji, o której mowa – odpowiednio – w ust. 2 lit. a) lub ust. 2 lit. b), nie przekracza pięciu lat od daty, o której mowa w art. 38 ust. 2. Z odpowiednim wyprzedzeniem w stosunku do daty określonej w tej decyzji krajowy organ regulacyjny może zdecydować się na przesunięcie tej daty.

5. Równocześnie z ostateczną konsultacją przeprowadzaną zgodnie z art. 26 krajowy organ regulacyjny przeprowadza konsultację na temat zasad dotyczących skutecznego mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich, o którym mowa w ust. 3, i jego wpływu na wysokość taryf. Mechanizm rozliczeń międzyoperatorskich stosuje się zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE i publikuje wraz z odpowiedziami otrzymanymi w ramach konsultacji.

6. Cenę bazową, o której mowa w art. 22 ust. 1, oblicza się zgodnie ze sposobem określonym w tymże artykule. Jeżeli zastosowanie ma ust. 2, dokonuje się następujących dwóch rodzajów obliczeń:

- a) obliczeń określonych w art. 22 ust. 1 dokonuje każdy odpowiedni operator systemu przesyłowego;
- b) średnią ważoną otrzymanych wartości, o których mowa w lit. a), oblicza się odpowiednio według wzoru określonego w art. 22 ust. 1 lit. b).

7. Ostateczna konsultacja, o której mowa w art. 26, jest prowadzona wspólnie przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych lub przez krajowy organ regulacyjny. Jeżeli zastosowanie ma ust. 2, tego rodzaju konsultacja prowadzona jest oddzielnie przez każdego operatora systemu przesyłowego lub przez krajowy organ regulacyjny, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego.

8. Informacje, o których mowa w art. 29 i 30, publikuje się w formie zbiorczej dla wszystkich odpowiednich operatorów systemów przesyłowych. Jeżeli zastosowanie ma ust. 2, przeprowadza się następujące dwa działania:

- a) wspomniane informacje publikuje się osobno dla każdego odpowiedniego operatora systemu przesyłowego;
- b) informacje na temat podziału na wejście i wyjście, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (v) ppkt 2, w odniesieniu do systemu wejścia-wyjścia są publikowane przez krajowy organ regulacyjny.

*Artykuł 11***Zasady dotyczące systemów wejścia-wyjścia obejmujących więcej niż jedno państwo członkowskie, w którym działa więcej niż jeden operator systemu przesyłowego**

Jeżeli w systemie wejścia-wyjścia obejmującym więcej niż jedno państwo członkowskie działa więcej niż jeden operator systemu przesyłowego, tę samą metodę wyznaczania ceny referencyjnej można stosować łącznie lub oddzielnie lub można stosować oddzielnie różne metody wyznaczania ceny referencyjnej.

ROZDZIAŁ III

CENY BAZOWE*Artykuł 12***Przepisy ogólne**

1. W odniesieniu do rocznych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej ceny referencyjne stosuje się jako ceny bazowe. W odniesieniu do krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej ceny bazowe oblicza się w sposób określony w niniejszym rozdziale. W odniesieniu do rocznych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej oraz krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej ceny bazowe oblicza się w sposób określony w niniejszym rozdziale. Poziom mnożników i współczynników sezonowych, określony zgodnie z art. 13, oraz poziom rabatów w odniesieniu do standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej, określony zgodnie z art. 16, mogą się różnić w poszczególnych punktach połączeń międzysystemowych.

2. Jeżeli okres taryfowy i rok gazowy nie pokrywają się, można stosować odpowiednio oddzielne ceny bazowe:

- a) przez okres od dnia 1 października do końca obowiązującego okresu taryfowego; oraz
- b) przez okres od początku okresu taryfowego następującego po obowiązującym okresie taryfowym do dnia 30 września.

3. Odpowiednie ceny bazowe opublikowane zgodnie z art. 29 są wiążące przez kolejny rok gazowy lub – w przypadku stałej ceny należnej – również po zakończeniu kolejnego roku gazowego, który rozpoczął się po corocznej aukcji zdolności rocznej, chyba że:

- a) rabaty na miesięczne i dobowe standardowe produkty z zakresu zdolności przerywanej ponownie oblicza się w okresie taryfowym, jeżeli prawdopodobieństwo przerwania usługi, o którym mowa w art. 16, zmienia się o więcej niż 20 procent;
- b) cenę referencyjną ponownie oblicza się w okresie taryfowym ze względu na wyjątkowe okoliczności, w których brak dostosowania wysokości taryf zagroziłby działaniu operatora systemu przesyłowego.

*Artykuł 13***Poziomy mnożników i współczynników sezonowych**

1. Poziom mnożników mieści się w następujących zakresach:

- a) w przypadku kwartalnych standardowych produktów z zakresu zdolności i miesięcznych standardowych produktów z zakresu zdolności poziom odpowiedniego mnożnika wynosi nie mniej niż 1 i nie więcej niż 1,5;
- b) w przypadku dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności i śróddziennych standardowych produktów z zakresu zdolności poziom odpowiedniego mnożnika wynosi nie mniej niż 1 i nie więcej niż 3. W należycie uzasadnionych przypadkach poziom odpowiedniego mnożnika może wynosić mniej niż 1, ale więcej niż 0, bądź więcej niż 3.

2. Jeżeli zastosowanie mają współczynniki sezonowe, średnia arytmetyczna obliczona dla roku gazowego z iloczynu mnożnika stosowanego dla danego standardowego produktu z zakresu zdolności oraz odpowiednich współczynników sezonowych musi mieścić się w tym samym zakresie co poziom odpowiednich mnożników określonych w ust. 1.

3. Od dnia 1 kwietnia 2023 r. maksymalny poziom mnożników dla dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności i śróddziennych standardowych produktów z zakresu zdolności nie może być wyższy niż 1,5, jeżeli do dnia 1 kwietnia 2021 r. Agencja wyda – zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 713/2009 – zalecenie, aby obniżyć maksymalny poziom mnożników do tego poziomu. Wspomniane zalecenie uwzględnia następujące aspekty związane z zastosowaniem mnożników i współczynników sezonowych przed dniem 31 maja 2019 r. i od tego dnia:

- a) zmiany zachowań w zakresie dokonywania rezerwacji zdolności;
- b) wpływ na przychody z usług przesyłowych oraz ich odzyskiwanie;
- c) różnice między poziomami taryf przesyłowych stosowanych w dwóch kolejnych okresach taryfowych;
- d) subsydiowanie skrośne między użytkownikami sieci, którzy zakontraktowali roczne standardowe produkty z zakresu zdolności i krótkoterminowe standardowe produkty z zakresu zdolności;
- e) wpływ na przepływy transgraniczne.

Artykuł 14

Obliczanie cen bazowych krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej w przypadku braku współczynników sezonowych

Ceny bazowe krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej oblicza się w następujący sposób:

- a) w przypadku kwartalnych standardowych produktów z zakresu zdolności, miesięcznych standardowych produktów z zakresu zdolności i dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności według następującego wzoru:

$$P_{st} = (M \times T / 365) \times D$$

gdzie:

P_{st} oznacza cenę bazową danego standardowego produktu z zakresu zdolności;

M oznacza wartość mnożnika odpowiadającego danemu standardowemu produktowi z zakresu zdolności;

T oznacza cenę referencyjną;

D oznacza czas trwania danego standardowego produktu z zakresu zdolności wyrażony w dobach gazowych.

W przypadku roku przestępnego wzór dostosowuje się tak, że w miejsce liczby 365 wstawia się liczbę 366;

- b) w przypadku śróddziennych standardowych produktów z zakresu zdolności według następującego wzoru:

$$P_{st} = (M \times T / 8760) \times H$$

gdzie:

P_{st} oznacza cenę bazową śróddziennego standardowego produktu z zakresu zdolności;

M oznacza wartość odpowiedniego mnożnika;

T oznacza cenę referencyjną;

H oznacza czas trwania śróddziennego standardowego produktu z zakresu zdolności wyrażony w godzinach.

W przypadku roku przestępnego wzór dostosowuje się tak, że w miejsce liczby 8760 wstawia się liczbę 8784;

Artykuł 15

Obliczanie cen bazowych krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej w przypadku stosowania współczynników sezonowych

1. Jeżeli zastosowanie mają współczynniki sezonowe, ceny bazowe krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej oblicza się według odpowiednich wzorów określonych w art. 14, mnożąc je następnie przez odpowiedni współczynnik sezonowy obliczony w sposób określony w ust. 2–6.

2. Metoda przedstawiona w ust. 3 opiera się na przewidywanych przepływach, chyba że wielkość przepływu gazu co najmniej w jednym miesiącu wynosi 0. W takim przypadku metoda opiera się na przewidywanej zdolności zakontraktowanej.

3. W przypadku miesięcznych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej współczynniki sezonowe oblicza się w ramach następujących po sobie etapów:

- a) dla każdego miesiąca w danym roku gazowym wykorzystanie systemu przesyłowego oblicza się na podstawie przewidywanych przepływów lub przewidywanej zdolności zakontraktowanej za pomocą:
 - (i) danych dotyczących danego punktu połączenia międzysystemowego, w przypadku gdy współczynniki sezonowe oblicza się dla każdego punktu połączenia międzysystemowego;
 - (ii) średnich danych dotyczących przewidywanych przepływów lub przewidywanej zdolności zakontraktowanej, w przypadku gdy współczynniki sezonowe oblicza się dla niektórych lub wszystkich punktów połączeń międzysystemowych;
- b) otrzymane wartości, o których mowa w lit. a), są sumowane;
- c) wskaźnik wykorzystania oblicza się poprzez podzielenie każdej otrzymanej wartości, o której mowa w lit. a), przez otrzymaną wartość, o której mowa w lit. b);
- d) każdą z otrzymanych wartości, o których mowa w lit. c), mnoży się przez 12. Jeżeli otrzymane wartości są równe 0, dostosowuje się je do mniejszej spośród następujących wartości: 0,1 lub najniższa z otrzymanych wartości innych niż 0;
- e) początkowy poziom odpowiednich współczynników sezonowych oblicza się poprzez podniesienie każdej z otrzymanych wartości, o których mowa w lit. d), do tej samej potęgi, która nie jest niższa niż 0 i nie jest wyższa niż 2;
- f) oblicza się średnią arytmetyczną iloczynów otrzymanych wartości, o których mowa w lit. e), i mnożnika w odniesieniu do miesięcznych standardowych produktów z zakresu zdolności;
- g) dokonuje się porównania otrzymanej wartości, o której mowa w lit. f), z zakresem, o którym mowa w art. 13 ust. 1, w następujący sposób:
 - (i) jeżeli dana wartość mieści się w tym zakresie, poziom współczynników sezonowych jest równy odpowiednim otrzymanym wartościom, o których mowa w lit. e);
 - (ii) jeżeli dana wartość wykracza poza ten zakres, wówczas zastosowanie ma lit. h);
- h) poziom współczynników sezonowych oblicza się jako iloczyn odpowiednich otrzymanych wartości, o których mowa w lit. e), i współczynnika korekcyjnego obliczanego w następujący sposób:
 - (i) jeżeli otrzymana wartość, o której mowa w lit. f), jest wyższa niż 1,5, współczynnik korekcyjny oblicza się poprzez podzielenie 1,5 przez tę wartość;
 - (ii) jeżeli otrzymana wartość, o której mowa w lit. f), jest niższa niż 1, współczynnik korekcyjny oblicza się poprzez podzielenie 1 przez tę wartość.

4. W przypadku dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej i śróddziennych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej współczynniki sezonowe oblicza się poprzez stosowne przeprowadzenie czynności określonych w ust. 3 lit. f)–h).

5. W przypadku kwartalnych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej współczynniki sezonowe oblicza się w ramach następujących po sobie etapów:

- a) początkowy poziom odpowiednich współczynników sezonowych oblicza się przy zastosowaniu jednego z poniższych sposobów:
 - (i) równy średniej arytmetycznej poszczególnych współczynników sezonowych stosowanych przez okres trzech miesięcy;
 - (ii) nie mniejszy niż najniższy i nie większy niż najwyższy poziom poszczególnych współczynników sezonowych stosowanych przez okres trzech miesięcy;

b) etapy określone w ust. 3 lit. f)–h) przeprowadza się stosownie, korzystając z otrzymanych wartości, o których mowa w lit. a).

6. W przypadku wszystkich krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej wartości wynikające z obliczeń, o których mowa w ust. 3–5, można zaokrąglić w górę lub w dół.

Artykuł 16

Obliczanie cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej

1. Ceny bazowe standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej oblicza się poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej obliczonych w sposób określony w art. 14 lub 15, stosownie do przypadku, przez różnicę między 100 % a poziomem rabatu *ex ante* obliczonym w sposób określony w ust. 2 i 3.

2. Rabat *ex ante* oblicza się według następującego wzoru:

$$D_{i_{\text{ex-ante}}} = \text{Pro} \times A \times 100 \%$$

gdzie:

$D_{i_{\text{ex-ante}}}$ oznacza poziom rabatu *ex ante*;

Pro to współczynnik oznaczający prawdopodobieństwo przerwania usługi; jest ustalany lub zatwierdzany zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE na podstawie art. 28 i odnosi się do danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej;

A oznacza współczynnik korygujący, ustalany lub zatwierdzany zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE na podstawie art. 28, stosowany w celu odzwierciedlenia szacowanej wartości ekonomicznej danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej, obliczany dla poszczególnych, niektórych lub wszystkich punktów połączeń międzysystemowych, który wynosi nie mniej niż 1.

3. Współczynnik Pro, o którym mowa w ust. 2, oblicza się dla poszczególnych, niektórych lub wszystkich punktów połączeń międzysystemowych zgodnie z rodzajem oferowanego standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej, według następującego wzoru i na podstawie prognozowanych informacji na temat jego elementów:

$$\text{Pro} = \frac{N \times D_{\text{int}}}{D} \times \frac{\text{CAP}_{\text{av.int}}}{\text{CAP}}$$

gdzie:

N oznacza przewidywaną liczbę przerw w świadczeniu usługi w czasie D;

D_{int} oznacza wyrażony w godzinach średni czas trwania przewidywanych przerw w świadczeniu usługi;

D oznacza całkowity czas trwania danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej, wyrażony w godzinach;

$\text{CAP}_{\text{av.int}}$ oznacza przewidywaną średnią ilość zdolności przerywanej w odniesieniu do każdej przerwy w świadczeniu usługi, związaną z danym rodzajem standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej;

CAP oznacza całkowitą ilość zdolności przerywanej w odniesieniu do danego rodzaju standardowego produktu z zakresu zdolności przerywanej.

4. Zamiast stosować rabaty *ex ante* zgodnie z ust. 1 krajowy organ regulacyjny może zdecydować się na stosowanie rabatu *ex post*, wskutek czego użytkownicy sieci otrzymują rekompensatę po rzeczywistym wystąpieniu przerw w świadczeniu usługi. Taki rabat *ex post* można stosować wyłącznie w punktach połączeń międzysystemowych, w których w poprzednim roku gazowym nie doszło do żadnej przerwy w zakresie zdolności spowodowanej ograniczeniami w fizycznym przepływie paliwa gazowego.

Rekompensata *ex post* wypłacana za każdy dzień, w którym nastąpiło przerwianie usługi, odpowiada trzykrotności ceny bazowej dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej.

ROZDZIAŁ IV

UZGADNIANIE PRZYCHODÓW

Artykuł 17

Przepisy ogólne

1. W przypadku gdy i w zakresie, w jakim operator systemu przesyłowego funkcjonuje w systemie pułapu niecenowego, zastosowanie mają następujące zasady:
 - a) niewystarczający lub nadmierny poziom odzyskiwanych przychodów z usług przesyłowych podlega ograniczeniu, biorąc pod uwagę niezbędne inwestycje;
 - b) poziom taryf przesyłowych zapewnia, aby operator systemu przesyłowego w terminie odzyskał przychody z usług przesyłowych;
 - c) na ile to możliwe unika się znaczących różnic między poziomami taryf przesyłowych stosowanymi w dwóch kolejnych okresach taryfowych.
2. W przypadku gdy i w zakresie, w jakim operator systemu przesyłowego funkcjonuje w systemie pułapu cenowego lub stosuje podejście oparte na stałej cenie należnej określone w art. 24 lit. b), przychody nie są uzgadniane, a wszystkie zagrożenia związane z niewystarczającym lub nadmiernym odzyskiwaniem przychodów są pokryte wyłącznie premią z tytułu ryzyka. W takich przypadkach art. 18, art. 19 ust. 1–4 i art. 20 nie mają zastosowania.
3. Mając na uwadze wymogi dotyczące konsultacji okresowych na podstawie art. 26 i pod warunkiem zatwierdzenia zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE, przychody z usług nieprzesyłowych można uzgodnić, stosując odpowiednio przepisy niniejszego rozdziału.

Artykuł 18

Niewystarczający lub nadmierny poziom odzyskiwanych przychodów

1. Niewystarczające lub nadmierne przychody z usług przesyłowych oblicza się według wzoru:

$$R_A - R$$

gdzie:

R_A oznacza faktycznie uzyskane przychody związane ze świadczeniem usług przesyłowych;

R oznacza przychody z usług przesyłowych.

Wartości R_A and R dotyczą tego samego okresu taryfowego, a jeżeli istnieje skuteczny mechanizm rozliczeń międzyoperatorских, o którym mowa w art. 10 ust. 3, wartości te uwzględniają taki mechanizm.

2. Jeżeli różnica obliczona zgodnie z ust. 1 jest wartością dodatnią, oznacza to nadmierne odzyskanie przychodów z usług przesyłowych. Jeżeli taka różnica jest wartością ujemną, oznacza to niewystarczające odzyskanie przychodów z usług przesyłowych.

Artykuł 19

Konto regulacyjne

1. Konto regulacyjne przedstawia informacje, o których mowa w art. 18 ust. 1, w odniesieniu do danego okresu taryfowego i może zawierać inne informacje, takie jak różnica między przewidywanymi a faktycznymi składnikami kosztów.
2. Niewystarczające lub nadmierne odzyskiwanie przychodów przez operatora systemu przesyłowego ewidencjonuje się na koncie regulacyjnym, chyba że wprowadzono inne zasady zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE.
3. Jeżeli wdrożono mechanizmy zachęt do sprzedaży zdolności, pod warunkiem wydania decyzji, o której mowa w art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE, na koncie regulacyjnym ewidencjonuje się wyłącznie część przychodów odzyskanych w niewystarczającym lub nadmiernym stopniu przez operatora systemu przesyłowego. W takim przypadku pozostała ich część jest odpowiednio wypłacana lub zatrzymywana przez operatora systemu przesyłowego.

4. Każdy operator systemu przesyłowego korzysta z jednego konta regulacyjnego.
5. Zgodnie z decyzją podjętą zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE, ewentualna uzyskana premia aukcyjna może zostać zaewidencjonowana na koncie odrębnym od konta regulacyjnego, o którym mowa w ust. 4. Krajowy organ regulacyjny może zdecydować o wykorzystaniu premii aukcyjnej do zmniejszenia ograniczenia w fizycznym przepływie paliwa gazowego lub – gdy operator systemu przesyłowego funkcjonuje wyłącznie w systemie pułapu niecenowego – o zmniejszeniu taryf przesyłowych na kolejny okres taryfowy lub kolejne okresy taryfowe, jak określono w art. 20.

Artykuł 20

Uzgodnianie konta regulacyjnego

1. Całkowite lub częściowe uzgodnienie konta regulacyjnego przeprowadza się zgodnie z zastosowaną metodą wyznaczania ceny referencyjnej oraz – dodatkowo – poprzez zastosowanie opłaty, o której mowa w art. 4 ust. 3 lit. b), jeżeli ma ona zastosowanie.
2. Uzgodnienie konta regulacyjnego przeprowadza się w oparciu o zasady wprowadzone zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE w danym okresie uzgodnienia, czyli w okresie, w którym należy dokonać uzgodnienia konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 19.
3. Uzgodnienia konta regulacyjnego dokonuje się w celu zrekompensowania operatorowi systemu przesyłowego przychodów odzyskanych w niewystarczającym stopniu, a użytkownikom sieci – przychodów odzyskanych w nadmiernym stopniu przez operatora.

ROZDZIAŁ V

WYCENA ZDOLNOŚCI POWIĄZANEJ I ZDOLNOŚCI W WIRTUALNYCH PUNKTACH POŁĄCZEŃ MIĘDZY-SYSTEMOWYCH

Artykuł 21

Wycena zdolności powiązanej

1. Cena bazowa produktu z zakresu zdolności powiązanej równa się sumie cen bazowych dotyczących zdolności, które składają się na taki produkt. Ceny bazowe odpowiadających zdolności na wejściu i wyjściu z systemu udostępnia się, gdy produkt z zakresu zdolności powiązanej jest oferowany i alokowany za pośrednictwem wspólnej platformy rezerwacyjnej, o której mowa w art. 37 rozporządzenia (UE) 2017/459.
2. Przychody pochodzące ze sprzedaży produktu z zakresu zdolności powiązanej, odpowiadające cenie bazowej takiego produktu, przypisuje się odpowiednim operatorom systemów przesyłowych w następujący sposób:
 - a) po każdej transakcji dotyczącej produktu z zakresu zdolności powiązanej;
 - b) proporcjonalnie do cen bazowych zdolności składających się na taki produkt.
3. Premia aukcyjna pochodząca ze sprzedaży produktu z zakresu zdolności powiązanej podlega podziałowi zgodnie z umową między odpowiednimi operatorami systemów przesyłowych, podlegającą zatwierdzeniu przez krajowy organ regulacyjny lub krajowe organy regulacyjne, które następuje nie później niż trzy miesiące przed rozpoczęciem corocznej aukcji zdolności rocznej. W przypadku braku takiego zatwierdzenia ze strony wszystkich odpowiednich krajowych organów regulacyjnych premia aukcyjna podlega podziałowi w równych częściach odpowiednim operatorom systemów przesyłowych.
4. Jeżeli dany punkt połączenia międzysystemowego łączy sąsiadujące systemy wejścia-wyjścia dwóch państw członkowskich, odpowiednie krajowe organy regulacyjne przedkładają Agencji umowę, o której mowa w ust. 3, w celach informacyjnych.

Artykuł 22

Wycena zdolności w wirtualnym punkcie połączenia międzysystemowego

1. Cenę bazową standardowego produktu z zakresu zdolności rozdzielonej oferowanego w wirtualnym punkcie połączenia międzysystemowego oblicza się przy zastosowaniu jednego z poniższych podejść:
 - a) na podstawie ceny referencyjnej, gdy zastosowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej umożliwia uwzględnienie ustanowionego wirtualnego punktu połączenia międzysystemowego;

- b) przyjmując średnią ważoną cen bazowych, która jest obliczana na podstawie cen referencyjnych dla każdego punktu połączenia międzysystemowego wchodzącego w skład danego wirtualnego punktu połączenia międzysystemowego, gdy zastosowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej nie umożliwia uwzględnienia ustanowionego wirtualnego punktu połączenia międzysystemowego, według następującego wzoru:

$$P_{st, VIP} = \frac{\sum_i^n (P_{st,i} \times CAP_i)}{\sum_i^n CAP_i}$$

gdzie:

$P_{st, VIP}$ oznacza cenę bazową danego standardowego produktu z zakresu zdolności rozdzielonej w wirtualnym punkcie połączenia międzysystemowego;

i oznacza punkt połączenia międzysystemowego, który wchodzi w skład wirtualnego punktu połączenia międzysystemowego;

n oznacza liczbę punktów połączeń międzysystemowych, które wchodzą w skład wirtualnego punktu połączenia międzysystemowego;

$P_{st, i}$ oznacza cenę bazową dla danego standardowego produktu z zakresu zdolności rozdzielonej w punkcie połączenia międzysystemowego i ;

CAP_i oznacza, stosownie do przypadku, zdolność techniczną lub przewidywaną zdolność zakontraktowaną w punkcie połączenia międzysystemowego i .

2. Cenę bazową standardowego produktu z zakresu zdolności powiązanej oferowanego w wirtualnym punkcie połączenia międzysystemowego oblicza się zgodnie ze sposobem określonym w art. 21 ust. 1.

ROZDZIAŁ VI

CENA ROZLICZENIOWA I CENA NALEŻNA

Artykuł 23

Obliczanie ceny rozliczeniowej w punktach połączeń międzysystemowych

Cenę rozliczeniową dla danego standardowego produktu z zakresu zdolności w punkcie połączenia międzysystemowego oblicza się według następującego wzoru:

$$P_{cl} = P_{R,au} + AP$$

gdzie:

P_{cl} oznacza cenę rozliczeniową;

$P_{R,au}$ oznacza obowiązującą cenę bazową standardowego produktu z zakresu zdolności, obowiązującą w chwili wystawienia produktu na aukcję;

AP oznacza ewentualną premię aukcyjną.

Artykuł 24

Obliczanie ceny należnej w punktach połączeń międzysystemowych

Cenę należną dla danego standardowego produktu z zakresu zdolności w punkcie połączenia międzysystemowego oblicza się według jednego z następujących wzorów:

- a) przy zastosowaniu podejścia opartego na zmiennej cenie należnej:

$$P_{flo} = P_{R,flo} + AP$$

gdzie:

P_{flo} oznacza zmienną cenę należną;

$P_{R,flo}$ oznacza cenę bazową standardowego produktu z zakresu zdolności, obowiązującą w chwili wykorzystania produktu;

AP oznacza ewentualną premię aukcyjną.

b) przy zastosowaniu podejścia opartego na stałej cenie należnej:

$$P_{\text{fix}} = (P_{R,y} \times \text{IND}) + \text{RP} + \text{AP}$$

gdzie:

P_{fix} oznacza stałą cenę należną;

$P_{R,y}$ oznacza mającą zastosowanie cenę bazową rocznego standardowego produktu z zakresu zdolności, obowiązującą w chwili wystawienia produktu na aukcję;

IND oznacza stosunek wybranego indeksu w momencie jego zastosowania do tego samego indeksu w momencie wystawienia produktu na aukcję;

RP oznacza premię z tytułu ryzyka, która odzwierciedla korzyści dotyczące pewności co do poziomu taryfy przesyłowej, przy czym premia ta nie może być mniejsza niż 0;

AP oznacza ewentualną premię aukcyjną.

Artykuł 25

Warunki zastosowania podejścia opartego na cenie należnej

1. W przypadku gdy i w zakresie, w jakim operator systemu przesyłowego funkcjonuje w systemie pułapu niecenowego, warunki zastosowania podejścia opartego na cenie należnej są następujące:

- a) w przypadkach gdy oferowana jest wyłącznie istniejąca zdolność:
 - (i) stosuje się podejście oparte na zmiennej cenie należnej;
 - (ii) nie stosuje się podejścia opartego na stałej cenie należnej;
- b) w przypadku zdolności przyrostowej i istniejącej zdolności oferowanych na tej samej aukcji lub w ramach tego samego alternatywnego mechanizmu alokacji:
 - (i) można zastosować podejście oparte na zmiennej cenie należnej;
 - (ii) można zastosować podejście oparte na stałej cenie należnej, jeżeli spełniony został jeden z poniższych warunków:
 - 1) zastosowany został alternatywny mechanizm alokacji określony w art. 30 rozporządzenia (UE) 2017/459;
 - 2) projekt znajduje się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania określonej w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 ⁽¹⁾.

2. W przypadku gdy i w zakresie, w jakim operator systemu przesyłowego funkcjonuje w systemie pułapu cenowego, można zaoferować podejście oparte na zmiennej cenie należnej, podejście oparte na stałej cenie należnej lub oba te podejścia.

ROZDZIAŁ VII

WYMOGI W ZAKRESIE KONSULTACJI

Artykuł 26

Konsultacje okresowe

1. Krajowy organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego lub operatorzy systemów przesyłowych, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przeprowadzają jedną lub więcej konsultacji. W możliwie największym zakresie oraz w celu zwiększenia efektywności procesu konsultacji, dokument konsultacyjny powinien być publikowany w języku angielskim. Ostateczna konsultacja poprzedzająca podjęcie decyzji, o której mowa w art. 27 ust. 4, musi spełniać wymogi określone w niniejszym artykule i w art. 27 oraz musi obejmować następujące informacje:

- a) opis proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej oraz poniższe elementy:
 - (i) indykatoryne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. a), w tym:
 - 1) uzasadnienie zastosowanych parametrów związanych z charakterystyką techniczną systemu;
 - 2) stosowne informacje dotyczące odpowiednich wartości takich parametrów oraz przyjętych założeń;

⁽¹⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz.U. L 115 z 25.4.2013, s. 39).

- (ii) wartości proponowanych dostosowań taryf przesyłowych opartych na zdolności, o których mowa w art. 9;
 - (iii) indykatywne ceny referencyjne podlegające konsultacji;
 - (iv) wyniki i części składowe oceny alokacji kosztów, określonej w art. 5, oraz szczegółowe dane dotyczące tych części składowych;
 - (v) ocenę proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej w zakresie zgodności z art. 7;
 - (vi) porównanie proponowanej metody wyznaczania ceny referencyjnej z metodą wyznaczania ceny referencyjnej na podstawie odległości ważonej zdolnością w zakresie informacji, o których mowa w ppkt (iii), w przypadku gdy proponowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej różni się od metody opisanej w art. 8;
- b) indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (i), (iv) i (v);
- c) następujące informacje na temat taryf przesyłowych i taryf nieprzesyłowych:
- (i) jeżeli proponuje się taryfy przesyłowe oparte na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego, o których mowa w art. 4 ust. 3:
 - 1) sposób ich ustalania;
 - 2) udział dozwolonych lub docelowych przychodów przewidywanych do odzyskania z takich taryf;
 - 3) indykatywne taryfy przesyłowe oparte na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego;
 - (ii) jeżeli użytkownikom sieci proponuje się usługi nieprzesyłowe:
 - 1) metoda wyznaczania taryfy za przedmiotowe usługi nieprzesyłowe;
 - 2) udział dozwolonych lub docelowych przychodów przewidywanych do odzyskania z takich taryf;
 - 3) sposób uzgadniania powiązanych przychodów związanych ze świadczeniem usług nieprzesyłowych, o których mowa w art. 17 ust. 3;
 - 4) indykatywne taryfy nieprzesyłowe dotyczące usług nieprzesyłowych świadczonych na rzecz użytkowników sieci;
- d) indykatywne informacje, o których mowa w art. 30 ust. 2;
- e) w przypadku gdy w odniesieniu do istniejącej zdolności w systemie pułapu cenowego rozważa się zastosowanie podejścia opartego na stałej cenie należnej określonego w art. 24 lit. b):
- (i) proponowany indeks;
 - (ii) proponowane obliczenie oraz sposób wykorzystania przychodów uzyskanych z premii z tytułu ryzyka;
 - (iii) punkt połączenia międzysystemowego lub punkty połączeń międzysystemowych oraz okres taryfowy lub okresy taryfowe, w odniesieniu do których proponuje się takie podejście;
 - (iv) proces oferowania zdolności w punkcie połączenia międzysystemowego, w przypadku gdy proponuje się zarówno podejście oparte na stałej cenie należnej, jak i podejście oparte na zmiennej cenie należnej, o których mowa w art. 24.
2. Ostateczna konsultacja poprzedzająca podjęcie decyzji, o której mowa w art. 27 ust. 4, musi trwać co najmniej dwa miesiące. W dokumentach konsultacyjnych dotyczących wszelkich konsultacji, o których mowa w ust. 1, można określić wymóg, aby odpowiedzi przedłożone w ramach konsultacji zawierały wersję jawną, którą można opublikować.
3. W terminie jednego miesiąca od zakończenia konsultacji operator systemu przesyłowego lub operatorzy systemów przesyłowych lub krajowy organ regulacyjny – w zależności od tego, kto publikuje dokument konsultacyjny, o którym mowa w ust. 1 – publikują odpowiedzi otrzymane w ramach konsultacji oraz ich podsumowanie. W możliwie najszerszym zakresie oraz w celu zwiększenia efektywności procesu konsultacji podsumowanie należy przedstawiać w języku angielskim.
4. Kolejne konsultacje okresowe przeprowadza się zgodnie z art. 27 ust. 5.
5. Po przeprowadzeniu konsultacji z europejską siecią operatorów systemów przesyłowych gazu (zwaną dalej „ENTSO gazu”) Agencja opracowuje wzór dokumentu konsultacyjnego, o którym mowa w ust. 1. Wzór udostępnia się krajowym organom regulacyjnym i operatorom systemów przesyłowych przed dniem 5 lipca 2017 r.

Artykuł 27

Okresowe podejmowanie decyzji przez krajowy organ regulacyjny

1. Po rozpoczęciu konsultacji – na podstawie art. 26 – poprzedzających podjęcie decyzji, o której mowa w art. 27 ust. 4, krajowy organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego lub operatorzy systemów przesyłowych, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, przekazują Agencji dokumenty konsultacyjne.
2. Agencja analizuje następujące aspekty dokumentu konsultacyjnego:
 - a) czy opublikowane zostały wszystkie informacje, o których mowa w art. 26 ust. 1;
 - b) czy elementy, w odniesieniu do których przeprowadzono konsultacje zgodnie z art. 26, spełniają następujące wymogi:
 - 1) czy proponowana metoda wyznaczania ceny referencyjnej jest zgodna z wymogami określonymi w art. 7;
 - 2) czy zostały spełnione kryteria ustalania taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego, określone w art. 4 ust. 3;
 - 3) czy spełnione zostały kryteria ustalania taryf nieprzesyłowych, określone w art. 4 ust. 4.
3. W terminie dwóch miesięcy od zakończenia konsultacji, o których mowa w ust. 1, Agencja publikuje i przesyła wnioski z analizy przeprowadzonej zgodnie z ust. 2, w języku angielskim, krajowemu organowi regulacyjnemu lub operatorowi systemu przesyłowego – w zależności od tego, który z tych podmiotów opublikował dokument konsultacyjny – oraz Komisji.

Agencja zachowuje poufność wszelkich informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.

4. W terminie pięciu miesięcy od zakończenia ostatecznej konsultacji krajowy organ regulacyjny – działając zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE – podejmuje i publikuje uzasadnioną decyzję w zakresie wszystkich elementów określonych w art. 26 ust. 1. Po jej opublikowaniu krajowy organ regulacyjny przesyła swoją decyzję Agencji i Komisji.
5. Procedura obejmująca ostateczną konsultację w sprawie metody wyznaczania ceny referencyjnej, o której mowa w art. 26, wydanie decyzji przez krajowy organ regulacyjny zgodnie z ust. 4, obliczenie taryf na podstawie tej decyzji oraz publikację taryf zgodnie z rozdziałem VIII, może być wszczęta od chwili wejścia w życie niniejszego rozporządzenia i musi zostać zakończona najpóźniej do dnia 31 maja 2019 r. W ramach tej procedury uwzględnia się wymogi określone w rozdziałach II, III i IV. Taryfy mające zastosowanie w okresie taryfowym obowiązującym na dzień 31 maja 2019 r. będą miały zastosowanie aż do jego zakończenia. Procedurę tę powtarza się co najmniej raz na pięć lat, począwszy od dnia 31 maja 2019 r.

Artykuł 28

Konsultacje dotyczące rabatów, mnożników i współczynników sezonowych

1. Równocześnie z ostateczną konsultacją przeprowadzaną zgodnie z art. 26 ust. 1 krajowy organ regulacyjny przeprowadza konsultację z krajowymi organami regulacyjnymi wszystkich bezpośrednio połączonych państw członkowskich oraz z odpowiednimi zainteresowanymi podmiotami, która dotyczy:
 - a) poziomu mnożników;
 - b) w stosownych przypadkach poziomu współczynników sezonowych i obliczeń określonych w art. 15;
 - c) poziomów rabatów określonych w art. 9 ust. 2 i art. 16.

Po zakończeniu konsultacji zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE podejmowana jest uzasadniona decyzja dotycząca aspektów, o których mowa w lit. a)–c) niniejszego ustępu. Każdy krajowy organ regulacyjny bierze pod uwagę stanowiska organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich.

2. Kolejne konsultacje przeprowadza się w każdym okresie taryfowym, począwszy od daty podjęcia decyzji, o której mowa w ust. 1. Po każdej konsultacji oraz zgodnie z art. 32 lit. a), krajowy organ regulacyjny podejmuje i publikuje uzasadnioną decyzję dotyczącą aspektów, o których mowa w ust. 1 lit. a)–c).

3. Przyjmując decyzję, o której mowa w ust. 1 i 2, krajowy organ regulacyjny bierze pod uwagę odpowiedzi otrzymane w ramach konsultacji oraz następujące aspekty:

- a) w odniesieniu do mnożników:
 - (i) równowagę między ułatwieniem krótkoterminowego obrotu gazem a zapewnianiem długoterminowych sygnałów dla efektywnego inwestowania w system przesyłowy;
 - (ii) wpływ na przychody z usług przesyłowych oraz ich odzyskanie;
 - (iii) potrzebę unikania subsydiowania skrośnego między użytkownikami sieci oraz zwiększenia odzwierciedlenia kosztów poprzez ceny bazowe;
 - (iv) przypadki ograniczeń w fizycznym przepływie paliwa gazowego i ograniczeń umownych;
 - (v) wpływ na przepływy transgraniczne;
- b) w odniesieniu do współczynników sezonowych:
 - (i) wpływ na ułatwienie ekonomicznego i efektywnego wykorzystania infrastruktury;
 - (ii) potrzebę lepszego odzwierciedlenia kosztów poprzez ceny bazowe.

ROZDZIAŁ VIII

WYMOGI W ZAKRESIE PUBLIKACJI

Artykuł 29

Informacje, które należy opublikować przed coroczną aukcją zdolności rocznej

W odniesieniu do punktów połączeń międzysystemowych oraz – w przypadku gdy krajowy organ regulacyjny podjął decyzję o zastosowaniu rozporządzenia (UE) 2017/459 – w odniesieniu do punktów innych niż punkty połączeń międzysystemowych, przed coroczną aukcją zdolności rocznej krajowy organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego lub operatorzy systemów przesyłowych, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, publikują następujące informacje zgodnie z wymogami określonymi w art. 31 i 32:

- a) w odniesieniu do standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej:
 - (i) ceny bazowe obowiązujące co najmniej do końca roku gazowego rozpoczynającego się po corocznej aukcji zdolności rocznej;
 - (ii) mnożniki i współczynniki sezonowe stosowane do cen bazowych krótkoterminowych standardowych produktów z zakresu zdolności;
 - (iii) uzasadnienie krajowego organu regulacyjnego dotyczące poziomu mnożników;
 - (iv) jeżeli stosuje się współczynniki sezonowe, uzasadnienie ich stosowania;
- b) w odniesieniu do standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej:
 - (i) ceny bazowe obowiązujące co najmniej do końca roku gazowego rozpoczynającego się po corocznej aukcji zdolności rocznej;
 - (ii) ocenę prawdopodobieństwa przerwania usługi, w tym:
 - 1) wykaz wszystkich oferowanych rodzajów standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej, z uwzględnieniem odpowiedniego prawdopodobieństwa przerwania usługi i poziomu zastosowanego rabatu;
 - 2) wyjaśnienie sposobu obliczania prawdopodobieństwa przerwania usługi w odniesieniu do każdego rodzaju produktu, o którym mowa w ppkt 1;
 - 3) dane historyczne lub przewidywane, bądź oba ich rodzaje, stosowane do oszacowania prawdopodobieństwa przerwania usługi, o którym mowa w ppkt 2.

Artykuł 30

Informacje, które należy opublikować przed rozpoczęciem okresu taryfowego

1. Przed rozpoczęciem okresu taryfowego krajowy organ regulacyjny lub operator systemu przesyłowego lub operatorzy systemów przesyłowych, w zależności od decyzji krajowego organu regulacyjnego, publikują następujące informacje zgodnie z wymogami określonymi w art. 31 i 32:

- a) informacje na temat parametrów wykorzystanych w zastosowanej metodzie wyznaczania ceny referencyjnej, które są związane z charakterystyką techniczną systemu przesyłowego, takie jak:
 - (i) zdolność techniczna w punktach wejścia i punktach wyjścia oraz przyjęte założenia;
 - (ii) przewidywana zdolność zakontraktowana w punktach wejścia i punktach wyjścia oraz przyjęte założenia;
 - (iii) wielkość i kierunek przepływu gazu w punktach wejścia i punktach wyjścia oraz przyjęte założenia, takie jak przepływy gazu w warunkach szczytowego zapotrzebowania dla przyjętego scenariusza popytu i podaży;
 - (iv) przedstawienie struktury sieci przesyłowej, przy zapewnieniu odpowiedniego poziomu szczegółowości;
 - (v) dodatkowe informacje techniczne na temat sieci przesyłowej, takie jak długość i średnica gazociągów oraz moc tłoczni;
- b) następujące informacje:
 - (i) dozwolone lub docelowe przychody operatora systemu przesyłowego, bądź oba ich rodzaje;
 - (ii) informacje na temat zmian w poziomie przychodów, o których mowa w ppkt (i), w porównaniu rok do roku;
 - (iii) następujące parametry:
 - 1) rodzaje aktywów uwzględnionych w regulowanej bazie aktywów oraz ich wartość zagregowana;
 - 2) koszt kapitału i metoda jego obliczania;
 - 3) wydatki kapitałowe, w tym:
 - a) metody określania wartości początkowej aktywów;
 - b) metody ponownej wyceny aktywów;
 - c) wyjaśnienia dotyczące zmian wartości aktywów;
 - d) okresy i wartość amortyzacji w podziale na rodzaje aktywów;
 - 4) wydatki operacyjne;
 - 5) mechanizmy zachęt i cele w zakresie efektywności;
 - 6) wskaźniki inflacji;
 - (iv) przychody z usług przesyłowych;
 - (v) następujące wskaźniki dotyczące przychodów, o których mowa w ppkt (iv):
 - 1) podział na zdolność i wolumen, tj. podział na przychody z taryf przesyłowych opartych na zdolności i przychody z taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego;
 - 2) podział na wejście i wyjście, tj. podział na przychody z taryf przesyłowych opartych na zdolności we wszystkich punktach wejścia i przychody z taryf przesyłowych opartych na zdolności we wszystkich punktach wyjścia;
 - 3) podział na przychody wewnątrzsystemowe i przychody międzysystemowe, tj. podział na przychody uzyskane z wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci zarówno w punktach wejścia, jak i punktach wyjścia oraz przychody uzyskane z międzysystemowego wykorzystania sieci zarówno w punktach wejścia, jak i punktach wyjścia, obliczone zgodnie z art. 5;

- (vi) w przypadku gdy i w zakresie, w jakim operator systemu przesyłowego funkcjonuje w systemie pułapu niecenowego, następujące informacje dotyczące poprzedniego okresu taryfowego związane z uzgodnieniem konta regulacyjnego:
- 1) faktycznie uzyskane przychody, niewystarczająco lub nadmiernie odzyskane dozwolone przychody oraz ich część zaewidencjonowaną na koncie regulacyjnym, a także – w stosownych przypadkach – na subkontach w ramach takiego konta regulacyjnego;
 - 2) okres uzgodnienia i wdrożone mechanizmy zachęt;
- (vii) planowane przeznaczenie premii aukcyjnej;
- c) następujące informacje na temat taryf przesyłowych i taryf nieprzesyłowych oraz informacje dotyczące ustalania:
- (i) taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego, o których mowa w art. 4 ust. 3, o ile mają zastosowanie;
 - (ii) taryf nieprzesyłowych dotyczących usług nieprzesyłowych, o których mowa w art. 4 ust. 4, o ile mają zastosowanie;
 - (iii) cen referencyjnych i innych cen obowiązujących w punktach innych niż punkty, o których mowa w art. 29.
2. Ponadto publikowane są następujące informacje dotyczące taryf przesyłowych:
- a) wyjaśnienie następujących kwestii:
- (i) różnicy w poziomie taryf przesyłowych dla tego samego rodzaju usługi przesyłowej, stosowanych w obowiązującym okresie taryfowym oraz w okresie taryfowym, którego dotyczą publikowane informacje;
 - (ii) szacowanej różnicy w poziomie taryf przesyłowych dla tego samego rodzaju usługi przesyłowej, stosowanych w okresie taryfowym, którego dotyczą publikowane informacje, oraz w każdym okresie taryfowym pozostałej części okresu regulacyjnego;
- b) co najmniej uproszczony model taryfy, regularnie aktualizowany, wraz z wyjaśnieniem sposobu jego użycia, umożliwiający użytkownikom sieci obliczenie taryf przesyłowych stosowanych w obowiązującym okresie taryfowym oraz oszacowanie ich ewentualnych zmian po zakończeniu takiego okresu taryfowego.
3. W punktach nieobjętych definicją właściwych punktów, o których mowa w pkt 3.2 ppkt 1 lit. a) załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 715/2009, informacje na temat ilości przewidywanej zdolności zakontraktowanej oraz przewidywanej wielkości przepływu gazu publikuje się w sposób określony w pkt 3.2 ppkt 2 załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 715/2009.

Artykuł 31

Forma publikacji

1. Informacje, o których mowa w art. 29 i 30, publikuje się w sposób określony w art. 32 za pośrednictwem łącza do strony internetowej odpowiedniego podmiotu na platformie, o której mowa w pkt 3.1.1 ppkt 1 lit. h) załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 715/2009.

Informacje takie muszą być ogólnodostępne, bezpłatne i pozbawione jakichkolwiek ograniczeń dotyczących ich wykorzystania. Są one publikowane:

- a) w sposób przyjazny dla użytkownika;
- b) w sposób przejrzysty, łatwo dostępny i na niedyskryminacyjnych zasadach;
- c) w formacie umożliwiającym pobranie;
- d) w jednym z języków urzędowych państwa członkowskiego lub większej ich liczbie oraz – o ile jednym z tych języków urzędowych państwa członkowskiego nie jest język angielski – w możliwie najszerszym zakresie w języku angielskim.

2. W odniesieniu do punktów połączeń międzysystemowych na platformie, o której mowa w pkt 3.1.1 ppkt 1 lit. h) załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 715/2009, publikuje się następujące informacje:

- a) w tym samym terminie, co termin określony w art. 29 – ceny bazowe standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej i standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej;
- b) w tym samym terminie, co termin określony w art. 30 – opłatę zależną od przepływu, o której mowa w art. 4 ust. 3 lit. a), jeżeli ma ona zastosowanie.

3. Informacje, o których mowa w ust. 2, są publikowane w następujący sposób:
- a) jak określono w ust. 1 lit. a)–c);
 - b) w języku angielskim;
 - c) w znormalizowanej tabeli zawierającej co najmniej informacje na temat następujących kwestii:
 - (i) punkt połączenia międzysystemowego;
 - (ii) kierunek przepływu gazu;
 - (iii) nazwy odpowiednich operatorów systemów przesyłowych;
 - (iv) daty rozpoczęcia i zakończenia produktu;
 - (v) czy zdolność jest ciągła, czy przerywana;
 - (vi) określenie standardowego produktu z zakresu zdolności;
 - (vii) obowiązująca taryfa za kWh/h i kWh/dzień w walucie lokalnej oraz w euro, z uwzględnieniem następujących aspektów:
 - 1) jeżeli stosowana zdolność wyrażona jest w kWh/h, informacje na temat obowiązującej taryfy wyrażone w kWh/dzień są niewiążące i odwrotnie;
 - 2) jeżeli waluta lokalna jest inna niż euro, informacje na temat obowiązującej taryfy wyrażone w euro są niewiążące.

Ponadto w tym samym terminie, co termin określony w art. 30, wspomniana znormalizowana tabela musi zawierać symulację wszystkich opłat z tytułu przepływu 1 GWh/dzień/rok w każdym punkcie połączenia międzysystemowego w walucie lokalnej oraz w euro, z zastrzeżeniem ppkt (vii) ppkt 2.

4. Jeżeli informacje, o których mowa w ust. 2, różnią się od odpowiednich informacji, o których mowa w ust. 1, pierwszeństwo mają odpowiednie informacje, o których mowa w ust. 1.

Artykuł 32

Terminy publikacji informacji

Termin publikacji informacji określonych w art. 29 i 30 jest następujący:

- a) w odniesieniu do informacji określonych w art. 29 – nie później niż trzydzieści dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej;
- b) w odniesieniu do informacji określonych w art. 30 – nie później niż trzydzieści dni przed rozpoczęciem odpowiedniego okresu taryfowego;
- c) w odniesieniu do odpowiednich taryf przesyłowych zaktualizowanych w okresie taryfowym określonym w art. 12 ust. 3 – niezwłocznie po zatwierdzeniu zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE.

Do każdej aktualizacji taryf przesyłowych należy dołączyć informacje wskazujące na powody wprowadzenia zmian w ich poziomie. Jeżeli zastosowanie mają przepisy art. 12 ust. 3 lit. b), dołącza się również zaktualizowane sprawozdanie, o którym mowa w art. 29 lit. b), dotyczące poszczególnych rodzajów standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej.

ROZDZIAŁ IX

ZDOLNOŚĆ PRZYROSTOWA

Artykuł 33

Zasady taryfowe dotyczące zdolności przyrostowej

1. Minimalną ceną, jaka umożliwia operatorom systemów przesyłowych zaakceptowanie żądania zdolności przyrostowej, jest cena referencyjna. Na potrzeby przeprowadzenia testu ekonomicznego ceny referencyjne wylicza się poprzez uwzględnienie w metodzie wyznaczania ceny referencyjnej odpowiednich założeń dotyczących oferty zdolności przyrostowej.

2. Jeżeli w odniesieniu do zdolności przyrostowej rozważa się zastosowanie podejścia opartego na stałej cenie należnej, określonego w art. 24 lit. b), cena bazowa, o której mowa w art. 24 lit. b), opiera się na przewidywanych kosztach inwestycji i kosztach operacyjnych. Po zamówieniu zdolności przyrostowej taką cenę bazową dostosowuje się proporcjonalnie do różnicy między przewidywanymi kosztami inwestycji a faktycznymi kosztami inwestycji – niezależnie od tego, czy jest ona dodatnia, czy ujemna.
3. Jeżeli alokacja całej zdolności przyrostowej po cenie referencyjnej nie wygeneruje przychodów wystarczających do uzyskania pozytywnego wyniku testu ekonomicznego, obowiązkowa premia minimalna może zostać zastosowana w pierwszej aukcji lub w alternatywnym mechanizmie alokacji, w którym oferowana jest zdolność przyrostowa. Obowiązkowa premia minimalna może zostać zastosowana również w późniejszych aukcjach, gdy oferowana jest zdolność, która pierwotnie nie została sprzedana, lub gdy oferowana jest zdolność, która została pierwotnie zarezerwowana zgodnie z art. 8 ust. 8 i 9 rozporządzenia (UE) 2017/459. Decyzję dotyczącą tego, czy i w których aukcjach zastosować obowiązkową premię minimalną, podejmuje się zgodnie z art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE.
4. Poziom obowiązkowej premii minimalnej umożliwia uzyskanie pozytywnego wyniku testu ekonomicznego dla przychodów wygenerowanych przez oferowaną zdolność w pierwszej aukcji lub alternatywnym mechanizmie alokacji, gdzie zdolność przyrostowa jest oferowana. Zakres poziomu obowiązkowej premii minimalnej, zależnie od przewidywanej alokowanej zdolności, przedkłada się do zatwierdzenia odpowiedniemu krajowemu organowi regulacyjnemu zgodnie z art. 25 ust. 1 lit. c) rozporządzenia (UE) 2017/459.
5. Obowiązkową premię minimalną zatwierdzoną przez krajowy organ regulacyjny dodaje się do ceny referencyjnej produktów z zakresu zdolności powiązanej w odpowiednim punkcie połączenia międzysystemowego i przypisuje się ją wyłącznie operatorom systemów przesyłowych, na potrzeby których obowiązkowa premia minimalna została zatwierdzona przez odpowiedni krajowy organ regulacyjny. Ta domyślna zasada przypisywania obowiązkowej premii minimalnej pozostaje bez uszczerbku dla podziału ewentualnej dodatkowej premii aukcyjnej zgodnie z art. 21 ust. 3 lub alternatywnej umowy między odpowiednimi krajowymi organami regulacyjnymi.

ROZDZIAŁ X

PRZEPISY KOŃCOWE I PRZEJŚCIOWE

Artykuł 34

Metody i parametry stosowane do określenia dozwolonych lub docelowych przychodów operatorów systemów przesyłowych

1. Przed dniem 6 kwietnia 2019 r. Agencja publikuje sprawozdanie dotyczące metod i parametrów stosowanych do określenia dozwolonych lub docelowych przychodów operatorów systemów przesyłowych. Podstawę sprawozdania stanowią co najmniej parametry, o których mowa w art. 30 ust. 1 lit. b) ppkt (iii).
2. Krajowe organy regulacyjne przekazują Agencji – zgodnie z procesem określonym przez Agencję – wszystkie niezbędne informacje na temat metod i parametrów stosowanych do określenia dozwolonych lub docelowych przychodów operatorów systemów przesyłowych.

Artykuł 35

Istniejące umowy

1. Jeżeli w umowach lub rezerwacjach zdolności zawartych przed dniem 6 kwietnia 2017 r. nie przewidziano żadnych zmian w poziomach taryf przesyłowych opartych na zdolności lub taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego, z wyjątkiem ewentualnych indeksacji, niniejsze rozporządzenie nie ma wpływu na poziomy taryf przesyłowych wynikające ze wspomnianych wyżej umów lub rezerwacji zdolności.
2. Postanowienia umowy dotyczące taryf przesyłowych i rezerwacji zdolności, o których mowa w ust. 1, nie podlegają odnowieniu, przedłużeniu ani nie mogą być ponownie negocjowane po dacie ich wygaśnięcia.
3. Przed dniem 6 maja 2017 r. operator systemu przesyłowego przesyła ewentualne umowy lub informacje na temat rezerwacji zdolności, o których mowa w ust. 1, krajowemu organowi regulacyjnemu w celach informacyjnych.

Artykuł 36

Monitorowanie wdrażania

1. Aby wspomóc Agencję w realizacji obowiązków z zakresu monitorowania zgodnie z art. 9 ust. 1 rozporządzenia (WE) nr 715/2009, ENTSO gazu monitoruje oraz analizuje – zgodnie z art. 8 ust. 8 i 9 rozporządzenia (WE) nr 715/2009 – sposób wdrożenia niniejszego rozporządzenia przez operatorów systemów przesyłowych. ENTSO gazu w szczególności zapewnia kompletność i poprawność wszystkich odpowiednich informacji, jakie mają być przekazywane przez operatorów systemów przesyłowych. ENTSO gazu przekazuje Agencji te informacje, przestrzegając następujących terminów:

a) 31 marca 2018 r. – w odniesieniu do wymogów wynikających z rozdziału VIII;

b) 31 marca 2020 r. – w odniesieniu do wszystkich innych przepisów niniejszego rozporządzenia.

2. Operatorzy systemów przesyłowych przekazują ENTSO gazu wszystkie informacje, których ENTSO gazu potrzebuje, by wywiązać się ze swoich obowiązków określonych w ust. 1, przestrzegając następujących terminów:

a) 31 grudnia 2017 r. – w odniesieniu do wymogów wynikających z rozdziału VIII;

b) 31 grudnia 2019 r. – w odniesieniu do wszystkich innych przepisów niniejszego rozporządzenia.

3. Cykl monitorowania wdrażania, określony w ust. 1 i 2, jest powtarzany w kolejnych latach, pod warunkiem przedłożenia przez Komisję odpowiednich wniosków.

4. ENTSO gazu i Agencja zachowują poufność informacji handlowych podlegających szczególnej ochronie.

5. W terminie trzech lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia Agencja publikuje sprawozdanie na temat stosowania metod wyznaczania ceny referencyjnej w państwach członkowskich.

Artykuł 37

Uprawnienie do przyznawania odstępstw

1. Na wniosek podmiotu zarządzającego połączeniem międzysystemowym, który skorzystał ze zwolnienia ze stosowania art. 41 ust. 6, 8 i 10 dyrektywy 2009/73/WE zgodnie z art. 36 tej dyrektywy lub z podobnego zwolnienia, krajowe organy regulacyjne mogą wspólnie udzielić takiemu podmiotowi odstępstwa od stosowania jednego lub kilku z artykułów niniejszego rozporządzenia zgodnie z ust. 2–6 niniejszego artykułu, jeżeli stosowanie tych artykułów względem takiego podmiotu powodowałoby wystąpienie jednej lub kilku spośród wymienionych niżej negatywnych konsekwencji. Stosowanie tych artykułów:

a) nie ułatwiałoby efektywnego obrotu gazem i konkurencji;

b) nie dostarczałoby zachęt dla inwestycji w nowe zdolności lub mających na celu utrzymanie istniejących poziomów zdolności;

c) bezpodstawnie utrudniałoby handel transgraniczny;

d) zakłóciłoby konkurencję z innymi operatorami infrastruktury, którzy oferują usługi o charakterze podobnym do usług oferowanych przez połączenie międzysystemowe;

e) byłoby niemożliwe do wdrożenia, biorąc pod uwagę specyfikę połączeń międzysystemowych.

2. Podmiot wnioskujący o odstępstwo na mocy ust. 1 dołącza do wniosku szczegółowe uzasadnienie wraz ze wszystkimi uzupełniającymi dokumentami, w tym – w stosownych przypadkach – analizą kosztów i korzyści, potwierdzającymi, że spełniono co najmniej jeden z warunków określonych w ust. 1 lit. a)–e).

3. Zainteresowane krajowe organy regulacyjne przeprowadzają wspólną ocenę wniosku o udzielenie odstępstwa i rozpatrują go w ścisłej współpracy. Jeżeli właściwe krajowe organy regulacyjne udzielają odstępstwa, w swoich decyzjach muszą określić czas jego trwania.

4. Krajowe organy regulacyjne powiadamiają Agencję i Komisję o decyzjach dotyczących udzielenia takich odstępstw.
5. Krajowe organy regulacyjne mogą uchylić odstępstwo, jeżeli okoliczności lub powody stanowiące podstawę jego udzielenia, bądź zarówno okoliczności, jak i powody, już nie mają zastosowania, lub po uzasadnionym zaleceniu Agencji lub Komisji o uchyleniu odstępstwa z powodu braku uzasadnienia.

Artykuł 38

Wejście w życie

1. Niniejsze rozporządzenie wchodzi w życie dwudziestego dnia po jego opublikowaniu w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej*.
2. Niniejsze rozporządzenie stosuje się od dnia jego wejścia w życie.
3. Rozdziały VI i VIII stosuje się jednakże od dnia 1 października 2017 r. Rozdziały II, III i IV stosuje się od dnia 31 maja 2019 r.

Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.

Sporządzono w Brukseli dnia 16 marca 2017 r.

W imieniu Komisji
Jean-Claude JUNCKER
Przewodniczący